

TRANSALTA CORPORATION

Rapport de gestion

Rapport du troisième trimestre de 2024

Le présent rapport de gestion contient des énoncés prospectifs. Ces énoncés sont fondés sur certaines estimations et hypothèses et comportent des risques et des incertitudes. Les résultats réels peuvent différer considérablement de ces énoncés. Se reporter à la rubrique «Énoncés prospectifs» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

Table des matières

RG2	Énoncés prospectifs	RG40	Flux de trésorerie
RG5	Description des activités	RG42	Autre analyse consolidée
RG7	Faits saillants	RG43	Instruments financiers
RG17	Dépenses d'investissement	RG43	Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS
RG18	Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture	RG52	Principaux ratios financiers non conformes aux IFRS
RG19	Rendement financier et résultats d'exploitation sectoriels	RG53	Perspectives pour 2024
RG26	Rendement par secteur et informations géographiques complémentaires	RG53	Principales méthodes comptables et estimations comptables critiques
RG27	Optimisation du portefeuille de centrales en Alberta	RG55	Modifications comptables
RG30	Principales informations trimestrielles	RG55	Gouvernance et gestion du risque
RG31	Stratégie et capacité de produire des résultats	RG56	Nouveautés en matière de réglementation
RG35	Situation financière	RG58	Contrôles et procédures de communication de l'information
RG37	Capital financier		

Le présent rapport de gestion doit être lu avec nos états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités aux 30 septembre 2024 et 2023 et pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes à ces dates, ainsi qu'avec les états financiers consolidés annuels audités et le rapport de gestion annuel («rapport de gestion annuel de 2023») contenus dans notre rapport intégré annuel de 2023. Dans le présent rapport de gestion, à moins d'indication contraire, «nous», «notre», «nos», la «Société» et «TransAlta» désignent TransAlta Corporation et ses filiales. Les états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités ont été préparés selon les Normes internationales d'information financière («IFRS») pour les entreprises ayant une obligation d'information du public au Canada telles que publiées par l'International Accounting Standards Board («IASB») et en vigueur le 30 septembre 2024. Tous les montants présentés dans le tableau ci-dessous sont en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire, à l'exception des montants par action, qui sont en dollars entiers, à la deuxième décimale près. Le présent rapport de gestion est daté du 4 novembre 2024. Des renseignements supplémentaires sur TransAlta, y compris la notice annuelle pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, se trouvent sur SEDAR+ à l'adresse www.sedarplus.ca, sur EDGAR à l'adresse www.sec.gov et sur notre site Web à l'adresse www.transalta.com. L'information que contient directement ou par hyperlien le site Internet de la Société n'est pas intégrée par renvoi dans le présent rapport de gestion.

Énoncés prospectifs

Le présent rapport de gestion comprend de l'«information prospective», au sens des lois sur les valeurs mobilières applicables au Canada, et des «énoncés prospectifs», au sens des lois sur les valeurs mobilières applicables aux États-Unis, y compris la *Private Securities Litigation Reform Act of 1995* (collectivement désignés aux présentes par les «énoncés prospectifs»). Tous les énoncés prospectifs reposent sur nos convictions ainsi que sur des hypothèses fondées sur l'information disponible au moment où elles sont formulées et sur l'expérience de la direction et la perception des tendances passées, de la conjoncture et des faits nouveaux prévus ainsi que sur d'autres facteurs jugés appropriés dans les circonstances. Les énoncés prospectifs ne présentent pas des faits, mais seulement des prédictions et peuvent généralement être reconnus par l'emploi d'énoncés comprenant des termes tels que «pouvoir», «pourrait», «croire», «s'attendre à», «prévoir», «avoir l'intention de», «planifier», «projeter», «estimer», «éventuel», «permettre», «continuer de» ou d'autres termes comparables. Ces énoncés ne sont pas des garanties de notre rendement, d'événements ou de nos résultats futurs et sont assujettis à des risques, à des incertitudes et à d'autres facteurs importants qui peuvent faire en sorte que notre rendement, les événements ou nos résultats réels diffèrent de manière importante de ceux énoncés dans les énoncés prospectifs.

En particulier, le présent rapport de gestion renferme des énoncés prospectifs, y compris, sans toutefois s'y limiter, des énoncés ayant trait aux aspects suivants : la capacité de la Société à réaliser ses perspectives pour 2024, y compris le BAIIA ajusté, les flux de trésorerie disponibles, les dividendes annualisés par action, les dépenses d'investissement de maintien, la marge brute du secteur Commercialisation de l'énergie, les impôts au comptant du secteur Siège social et les intérêts au comptant; les objectifs de croissance de la Société visant à produire 1,75 GW grâce à un investissement cible de 3,5 milliards de dollars d'ici 2028, qui générera un BAIIA annuel de 350 millions de dollars; l'expansion du portefeuille de projets de développement de la Société à 10 GW d'ici 2028; la mise sous cocon temporaire de l'unité 6 de la centrale de Sundance et sa remise en service; notre acquisition de Heartland; le projet de mise à niveau du réseau Mount Keith West en construction de la Société, notamment en ce qui concerne les dépenses d'investissement, le calendrier des activités commerciales et le BAIIA annuel prévu; le développement des projets en phase de démarrage et de stade avancé; le BAIIA annuel moyen pouvant être tiré du transfert des crédits d'impôt à la production générés par les projets de parcs éoliens White Rock et Horizon Hill; la stratégie de couverture de la Société et la possibilité que cette stratégie garantisse davantage les flux de trésorerie; la génération de flux de trésorerie stables et prévisibles; la hausse de la part du

BAIIA provenant de sources renouvelables d'ici la fin de 2028, pour passer à 70 %; nos plans visant l'abandon de la production alimentée au charbon à la fin de 2025; l'évolution de la réglementation et son incidence attendue sur la Société; l'incidence de la mise en place d'un marché de l'énergie restructuré en Alberta et les attentes de la Société selon lesquelles les répercussions à court terme des changements réglementaires annoncés par le gouvernement de l'Alberta sur les actifs existants de la Société seront atténuées; les caractéristiques du marché de l'énergie restructuré, incluant le mécanisme de tarification de la rareté proposé; l'interruption des nouveaux projets de croissance en Alberta jusqu'à ce que la nouvelle structure du marché soit définie; le caractère saisonnier des activités, y compris les coûts d'entretien souvent plus élevés au printemps et à l'automne, lorsque les prix de l'électricité sont censés être inférieurs; le programme de rachat d'actions ordinaires pour 2024 d'un montant maximal de 150 millions de dollars de la Société, et la remise aux actionnaires sous forme de rachats d'actions et de dividendes jusqu'à concurrence de 42 % des flux de trésorerie disponibles prévus de la Société pour 2024.

Les énoncés prospectifs contenus dans le présent rapport de gestion se fondent sur de nombreuses hypothèses, y compris, mais sans s'y limiter, les hypothèses suivantes : les hypothèses relatives au prix de l'électricité et du gaz naturel présentées à la rubrique «Perspectives pour 2024»; aucune modification importante aux lois et règlements applicables autres que celles déjà annoncées; aucune modification importante aux coûts du combustible et des achats d'électricité; aucune incidence défavorable importante sur les marchés des placements et du crédit à long terme; aucune modification importante aux hypothèses liées aux prix de l'électricité et aux couvertures, y compris les volumes couverts et les prix; aucune variation importante des prix du gaz et des coûts de transport; aucune modification importante aux frais de démantèlement et de remise en état; aucune modification importante des taux d'intérêt; aucune modification importante de la demande et de la croissance de la production d'énergie renouvelable; aucune modification importante à l'intégrité et à la fiabilité de nos actifs; les interruptions planifiées et non planifiées; et aucune modification importante des notes de la dette et de crédit de la Société.

Les énoncés prospectifs sont sujets à un certain nombre de risques et d'incertitudes importants qui pourraient faire en sorte que les plans, le rendement, les résultats ou les réalisations réels diffèrent considérablement des attentes actuelles. Les facteurs qui peuvent avoir des effets défavorables sur ce qui est exprimé explicitement ou implicitement par les énoncés prospectifs contenus dans le présent rapport de gestion comprennent les risques concernant : les fluctuations des prix de l'électricité, y compris des prix du marché en Alberta, en Ontario et dans la région du Mid-Columbia; l'échec ou des retards dans la clôture de l'acquisition de Heartland; l'incapacité à réaliser les avantages de l'acquisition de Heartland, et toute perte de valeur dans le portefeuille de Heartland pendant la période intermédiaire précédant la clôture; des réductions de la production; un accès restreint aux capitaux et une augmentation des coûts d'emprunt, y compris la difficulté à mobiliser des fonds au moyen de l'émission de titres de créance, de titres de capitaux propres ou de financement donnant droit à des avantages fiscaux, le cas échéant, selon des modalités raisonnables, ou tout simplement d'en mobiliser; les questions de relations de travail; la disponibilité réduite de main-d'œuvre et la capacité de continuer d'affecter le personnel nécessaire à nos activités et installations; la dépendance à l'égard du personnel clé; des perturbations de nos chaînes d'approvisionnement, y compris notre capacité à obtenir le matériel nécessaire; les réclamations pour cause de force majeure; notre capacité à obtenir des approbations réglementaires et toute autre approbation de tiers dans les délais prévus, ou à tout moment, relativement à nos projets de croissance; les engagements à long terme liés à la capacité de livraison de gaz qui pourrait ne pas être entièrement utilisée au fil du temps; les incidences financières défavorables découlant de la position couverte de la Société; les risques liés aux projets de mise en valeur et de construction, notamment les risques liés à l'augmentation des dépenses d'investissement, aux permis, à la main-d'œuvre et à l'ingénierie, les litiges avec les entrepreneurs et les retards possibles dans la construction ou la mise en service de ces projets; les fluctuations importantes du dollar canadien par rapport au dollar américain et au dollar australien; des variations de l'offre et de la demande en électricité à court ou à long terme; les risques de contrepartie, y compris le risque d'inexécution et la hausse du taux de perte sur nos créances clients; l'incapacité d'atteindre nos cibles relatives aux questions environnementales, sociales et de gouvernance («ESG») et les répercussions découlant de changements apportés aux exigences ESG; l'incidence de la transition énergétique sur nos activités; la dépréciation ou réduction de valeur d'actifs; les répercussions négatives sur nos systèmes de technologie de l'information et nos systèmes de contrôle interne, notamment les menaces à la cybersécurité; la gestion du risque lié aux produits de base et du risque lié aux transactions sur les produits énergétiques, y compris l'efficacité des outils de gestion du

risque de la Société associés aux procédures de couverture et de négociation pour se protéger contre les pertes importantes; notre capacité de conclure des contrats pour notre production d'électricité à des prix qui procureront les rendements escomptés et de remplacer ou de prolonger les contrats lorsqu'ils viennent à échéance; les modifications aux cadres législatifs, réglementaires et politiques dans les territoires où nous exerçons nos activités, y compris les incidences en Alberta des restrictions concernant les projets d'énergie renouvelable, des règles modifiées de l'Alberta Electric System Operator (l'«AESO») en ce qui concerne le règlement relatif à la réserve d'approvisionnement (*Supply Cushion Regulation*) et le règlement sur l'atténuation du pouvoir de marché (*Market Power Mitigation Regulation*), des changements attendus à la réglementation liée au transport, et de la mise en place d'un marché de l'énergie restructuré; les exigences environnementales et les changements qui y sont apportés ou les responsabilités en découlant; les interruptions du transport et de la distribution de l'électricité; les répercussions des conditions météorologiques, y compris les catastrophes causées par l'homme ou les catastrophes naturelles et d'autres risques liés au climat; des augmentations des coûts; la réduction de l'efficacité relative ou des facteurs de capacité de nos unités de production; les interruptions des sources d'énergie, y compris le gaz naturel, le charbon, les ressources hydriques, solaires ou éoliennes nécessaires à l'exploitation de nos centrales; les risques opérationnels, les interruptions non planifiées, et les pannes de matériel et notre capacité à effectuer ou à faire effectuer les réparations de manière rentable ou en temps opportun, voire à les effectuer tout court; des résultats financiers ne répondant pas aux attentes; la situation économique et politique générale, tant à l'échelle nationale qu'à l'échelle internationale, y compris les hostilités armées; la menace de terrorisme, les initiatives diplomatiques défavorables ou d'autres événements similaires; le risque lié au secteur d'activité et la concurrence au sein du secteur dans lequel nous exerçons nos activités; la subordination structurelle des titres; les risques de crise de santé publique; le caractère inadéquat ou la non-disponibilité des garanties d'assurance; notre provision pour impôts sur le résultat et tout risque de nouvelle cotisation; et les litiges et procédures fondés sur la loi, la réglementation ou un contrat auxquels la Société est partie. Les facteurs de risque qui précèdent, entre autres, sont décrits plus en détail à la rubrique «Gouvernance et gestion du risque» du présent rapport de gestion et à la rubrique «Facteurs de risque» de notre notice annuelle de l'exercice clos le 31 décembre 2023.

Les lecteurs sont priés d'examiner attentivement ces facteurs dans leur évaluation des énoncés prospectifs puisqu'ils reflètent les attentes de la Société uniquement en date des présentes et de ne pas s'y fier indûment. Les énoncés prospectifs compris dans le présent rapport de gestion ne sont formulés qu'à la date de celui-ci. Sauf dans la mesure où les lois applicables l'exigent, nous déclinons toute obligation de les mettre à jour publiquement à la lumière de nouveaux renseignements, d'événements futurs ou autrement. Les perspectives financières contenues aux présentes visent à renseigner les lecteurs sur les attentes et les plans actuels de la direction, et les lecteurs sont mis en garde que de telles informations pourraient ne pas convenir à d'autres fins. Compte tenu de ces risques, de ces incertitudes et de ces hypothèses, les énoncés prospectifs pourraient avoir une portée différente ou survenir à un autre moment que celui que nous avons indiqué, ou pourraient ne pas se produire du tout. Rien ne garantit que les résultats et événements projetés se matérialiseront.

Description des activités

TransAlta est une société canadienne et l'un des plus grands producteurs d'électricité cotés en Bourse au Canada. Fondée en 1911, la Société compte plus de 113 ans d'expérience dans le développement et l'exploitation de la production d'électricité. Nous détenons, exploitons et gérons un portefeuille d'actifs de production diversifiés géographiquement recourant à des intrants tels que l'énergie hydraulique, l'énergie éolienne, l'énergie solaire, le stockage par batteries, le gaz naturel et le charbon. TransAlta cessera de produire de l'électricité à partir du charbon à la fin de 2025. Nous sommes l'un des plus grands producteurs d'énergie éolienne et thermique au Canada et le plus grand producteur d'hydroélectricité en Alberta. Nous possédons également des capacités de commercialisation de l'énergie de premier plan afin de maximiser les marges en garantissant et en optimisant des produits et des marchés de grande valeur pour nous-mêmes et nos clients dans des conditions de marché dynamiques. Notre combinaison d'actifs marchands et visés par des contrats ainsi que nos activités de commercialisation de l'énergie fournissent des flux de trésorerie résilients qui soutiennent notre capacité à maintenir notre bilan, à rembourser du capital à nos actionnaires et à réinvestir dans la croissance.

Portefeuille d'actifs

Notre portefeuille d'actifs est géographiquement diversifié, nos activités se déroulant au Canada, aux États-Unis et en Australie.

Nos secteurs Hydroélectricité, Énergie éolienne et énergie solaire, Gaz et Transition énergétique sont responsables de l'exploitation et de l'entretien de nos centrales de production d'électricité. Notre secteur Commercialisation de l'énergie est responsable de la commercialisation et de l'établissement du calendrier de notre portefeuille d'actifs marchands en Amérique du Nord (à l'exclusion de l'Alberta),

ainsi que de l'approvisionnement en gaz, du transport et du stockage de gaz pour notre portefeuille de centrales au gaz, de la transmission de compétences et de connaissances pour soutenir notre équipe de croissance et de la production d'une marge brute autonome distincte de nos activités liées aux actifs par l'intermédiaire d'une plateforme de négociation et de commercialisation de l'énergie nord-américaine de premier plan.

Notre portefeuille hautement diversifié comprend à la fois des actifs de grande qualité visés par des contrats et des actifs marchands. Nos actifs marchands comprennent notre portefeuille unique de centrales hydroélectriques, notre portefeuille traditionnel de centrales thermiques et nos actifs éoliens. Notre exposition marchande se situe principalement en Alberta, où 49 % de notre capacité est située et dont 76 % peut être utilisée sur le marché de la production d'électricité marchande.

La Société déploie des stratégies de couverture qui comprennent le maintien d'une base importante de clients commerciaux et industriels et qui sont assorties de couvertures financières. Une partie importante de notre capacité de production thermique en Alberta est couverte de façon à garantir davantage les flux de trésorerie tout en procurant des rendements ajustés en fonction du risque plus élevés pour nos actionnaires. Pour en savoir plus, se reporter à la rubrique «Perspectives pour 2024» et à la rubrique «Optimisation du portefeuille de centrales en Alberta» du présent rapport de gestion.

Le parc éolien White Rock West de 100 MW a été mis en service le 1^{er} janvier 2024 et le projet d'expansion de 132 kV à Mount Keith a été achevé le 29 février 2024. Le parc éolien White Rock East de 200 MW et le parc éolien Horizon Hill de 200 MW ont été mis en service respectivement les 22 avril 2024 et 21 mai 2024, portant à plus de 1 000 MW le portefeuille d'énergies renouvelables entièrement visé par des contrats de la Société aux États-Unis.

Le tableau suivant présente la propriété consolidée de nos centrales dans les régions où nous exerçons nos activités au 30 septembre 2024 :

Au 30 septembre 2024	Hydroélectricité		Énergie éolienne et énergie solaire		Gaz		Transition énergétique		Total	
	Capacité installée		Capacité installée		Capacité installée		Capacité installée		Capacité installée	
	brute (MW)	Nombre de centrales	brute (MW) ¹	Nombre de centrales	brute (MW) ¹	Nombre de centrales	brute (MW)	Nombre de centrales ²	brute (MW) ¹	Nombre de centrales
Alberta	834	17	766	14	1 963	7	—	—	3 563	38
Canada, sans l'Alberta	88	7	751	9	645	3	—	—	1 484	19
États-Unis	—	—	1 019	10	29	1	671	2	1 719	13
Australie	—	—	48	3	450	6	—	—	498	9
Total	922	24	2 584	36	3 087	17	671	2	7 264	79

1) La capacité installée brute pour la présentation de l'information financière consolidée représente 100 % de la capacité d'une centrale. Les données sur la capacité du secteur Énergie éolienne et énergie solaire comprennent 100 % de la capacité du parc éolien de Kent Hills et les données sur la capacité du secteur Gaz comprennent 100 % de la capacité des centrales d'Ottawa et de Windsor, 50 % de la capacité de la centrale de Sheerness et 60 % de la capacité de la centrale de Fort Saskatchewan.

2) Comprend la centrale alimentée au charbon de Centralia et la centrale hydroélectrique de Skookumchuck.

Capacité visée par des contrats

Le tableau suivant présente la capacité visée par des contrats en MW et en pourcentage de la capacité installée brute totale de nos centrales dans les régions où nous exerçons nos activités au 30 septembre 2024 :

Au 30 septembre 2024	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz	Transition énergétique	Total
Alberta	—	336	511	—	847
Canada, sans l'Alberta	88	751	645	—	1 484
États-Unis	—	1 019	29	381	1 429
Australie	—	48	450	—	498
Capacité totale visée par des contrats (MW)	88	2 154	1 635	381	4 258
Capacité visée par des contrats en pourcentage de la capacité totale (%)	10 %	83 %	53 %	57 %	59 %

Environ 59 % de notre capacité installée totale est visée par des contrats conclus avec des contreparties solvables ou de première qualité.

Le tableau suivant présente la durée de vie contractuelle moyenne pondérée de nos centrales visées par des contrats et de nos centrales marchandes dans les régions où nous exerçons nos activités au 30 septembre 2024 :

Au 30 septembre 2024	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz	Transition énergétique	Total
Alberta	—	8	2	—	3
Canada sans l'Alberta	10	9	7	—	9
Etats-Unis	—	13	1	1	8
Australie	—	14	14	—	14
Total de la durée de vie contractuelle pondérée (en années)	1	10	5	1	6

Faits saillants

Au cours des périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2024, la Société a affiché un solide rendement financier et opérationnel et est en voie de réaliser la fourchette supérieure de ses perspectives pour 2024 grâce à la gestion active de son portefeuille d'actifs marchands et aux stratégies de couverture, ainsi qu'à la mise en service des parcs éoliens White Rock et Horizon Hill et du parc solaire dans le nord de la région de Goldfields. Au cours du deuxième et troisième trimestres de 2024, la Société a réglé un volume plus élevé de couvertures à des prix nettement plus élevés que ceux du marché au comptant.

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2024	2023	2024	2023
Informations opérationnelles				
Disponibilité ajustée (%)	94,5	91,9	92,5	89,4
Production (GWh)	5 712	5 678	16 612	16 246
Principales informations financières				
Produits des activités ordinaires	638	1 017	2 167	2 731
Résultat avant impôts sur le résultat	9	453	370	915
BALIA ajusté ¹	325	453	968	1 343
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(36)	372	242	728
Flux de trésorerie				
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	229	681	581	1 154
Fonds provenant des activités d'exploitation ^{1, 2}	200	357	673	1 122
Flux de trésorerie disponibles ^{1, 2}	140	228	521	769
Par action				
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation	296	263	303	265
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	(0,12)	1,41	0,80	2,75
Fonds provenant des activités d'exploitation par action ^{1, 2}	0,68	1,36	2,22	4,23
Flux de trésorerie disponibles par action ^{1, 2}	0,47	0,87	1,72	2,90

Aux	30 sept. 2024	31 déc. 2023
Situation de trésorerie et sources de financement		
Liquidités disponibles	1 774	1 738
Dette nette ajustée sur le BALIA ajusté ¹ (multiple)	3,2	2,5
Total de la dette nette consolidée ^{1, 3}	3 349	3 453
Actif et passif		
Total de l'actif	8 654	8 659
Total des passifs non courants	4 458	5 253
Total du passif	6 733	6 995

1) Ces éléments ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS. La présentation de ces éléments d'une période à l'autre permet à la direction et aux investisseurs d'en évaluer la tendance plus facilement par rapport aux résultats des périodes antérieures. Se reporter à la rubrique «Rendement financier et résultats d'exploitation sectoriels» du présent rapport de gestion pour plus de précisions, y compris, s'il y a lieu, les rapprochements avec les mesures établies selon les IFRS. Se reporter également à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

2) Les fonds provenant des activités d'exploitation par action et les flux de trésorerie disponibles par action sont calculés en fonction du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion pour connaître l'objet de ces ratios non conformes aux normes IFRS.

3) Se reporter au tableau de la rubrique «Capital financier» du présent rapport de gestion pour plus de précisions sur la composition du total de la dette nette consolidée.

Rendement d'exploitation

Disponibilité ajustée

Le tableau suivant présente la disponibilité ajustée par secteur :

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2024	2023	2024	2023
Hydroélectricité	94,3	97,8	92,3	95,6
Énergie éolienne et énergie solaire	93,7	87,0	93,8	85,7
Gaz	96,3	94,6	95,4	92,3
Transition énergétique	90,0	86,2	76,1	79,8
Disponibilité ajustée (%)	94,5	91,9	92,5	89,4

La disponibilité est une mesure importante pour la Société, car elle représente le pourcentage de temps pendant lequel une centrale est disponible pour produire de l'électricité et est donc un indicateur important du rendement global du portefeuille.

La disponibilité est touchée par les interruptions planifiées et non planifiées ainsi que les réductions de la capacité nominale. La Société prévoit du temps (interruptions planifiées) pour entretenir, réparer ou rénover les centrales en vue de réduire au minimum l'impact sur les activités. Dans un contexte de prix élevés, le calendrier des interruptions peut être modifié pour accélérer la remise en service de l'unité.

La disponibilité ajustée pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2024 a augmenté de respectivement 2,6 et 3,1 points de pourcentage.

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2024, l'augmentation de la disponibilité ajustée par rapport à celle des périodes correspondantes de 2023 s'explique principalement par :

- l'ajout des parcs éoliens White Rock et Horizon Hill et du parc solaire dans le nord de la région de Goldfields;

- la remise en service du parc éolien de Kent Hills; et
- une diminution des interruptions planifiées et non planifiées à l'unité 1 de la centrale de Sheerness et à l'unité 3 de la centrale de Keepphills et une diminution des réductions de la capacité nominale à l'unité 6 de la centrale de Sundance dans le secteur Gaz; le tout en partie contrebalancé par :
- une hausse des interruptions planifiées pour des travaux d'entretien d'envergure et des interruptions non planifiées dans le secteur Hydroélectricité.

La disponibilité ajustée pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2024 a davantage été touchée par :

- des interruptions planifiées et non planifiées plus nombreuses au cours des premier et deuxième trimestres de 2024 à l'unité 2 de la centrale de Centralia dans le secteur Transition énergétique.

Production et production moyenne à long terme

	2024			2023		
	Production réelle (GWh)	Production moyenne à long terme (GWh)	Production en % de la production moyenne à long terme	Production réelle (GWh)	Production moyenne à long terme (GWh)	Production en % de la production moyenne à long terme
Trois mois clos les 30 septembre						
Hydroélectricité	494	573	86 %	521	573	91 %
Énergie éolienne et énergie solaire	1 121	1 472	76 %	708	1 246	57 %
Gaz	3 119			3 294		
Transition énergétique	978			1 155		
Total	5 712			5 678		

	2024			2023		
	Production réelle (GWh)	Production moyenne à long terme (GWh)	Production en % de la production moyenne à long terme	Production réelle (GWh)	Production moyenne à long terme (GWh)	Production en % de la production moyenne à long terme
Neuf mois clos les 30 septembre						
Hydroélectricité	1 271	1 568	81 %	1 443	1 568	92 %
Énergie éolienne et énergie solaire	4 118	4 701	88 %	2 764	3 766	73 %
Gaz	9 442			8 981		
Transition énergétique	1 781			3 058		
Total	16 612			16 246		

En plus de la disponibilité ajustée, la Société utilise la production moyenne à long terme comme autre indicateur du rendement des actifs d'énergie renouvelable selon lequel les niveaux de production réels sont comparés à la moyenne à long terme prévue. À court terme, pour les secteurs Hydroélectricité et Énergie éolienne et énergie solaire, les conditions varieront d'une période à l'autre. Sur des périodes plus longues, les centrales devraient produire selon leurs moyennes à long terme, ce qui est considéré comme un indicateur de rendement fiable.

La production moyenne à long terme est calculée sur une base annualisée, au moyen du rendement énergétique annuel moyen prévu selon nos modèles de simulation et reposant sur des données historiques sur une période généralement supérieure à 25 ans.

La production moyenne à long terme des secteurs Gaz et Transition énergétique n'est pas prise en compte, car la production de ces unités peut être répartie et qu'elle est largement tributaire de la conjoncture du marché et de la demande marchande.

La production totale pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2024 a augmenté par rapport à celle des périodes correspondantes de 2023.

La production du secteur Hydroélectricité pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2024 a diminué de respectivement 27 GWh et 172 GWh, soit 5 % et 12 %. La diminution de la production d'énergie dans le secteur Hydroélectricité est attribuable :

- à une baisse des ressources hydriques dans la région de la rivière Saskatchewan Nord; et
- à une augmentation des interruptions planifiées dans l'ensemble des centrales par rapport à celles de la période correspondante de 2023.

La production du secteur Énergie éolienne et énergie solaire pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2024 a augmenté de respectivement 413 GWh et 1 354 GWh, soit 58 % et 49 %, en raison surtout :

- de la production provenant des nouveaux parcs éoliens, y compris le parc solaire dans le nord de la région de

Goldfields mis en service en novembre 2023, les parcs éoliens White Rock West et White Rock East mis en service respectivement en janvier et en avril 2024, et le parc éolien Horizon Hill mis en service en mai 2024;

- de la remise en service du parc éolien de Kent Hills au premier trimestre de 2024; et
- de la production préalable à la mise en service du parc éolien White Rock East et du parc éolien Horizon Hill au premier trimestre de 2024.

L'augmentation de la production du secteur Énergie éolienne et énergie solaire pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2024 s'explique surtout par la production provenant du parc éolien Garden Plain, qui a été mis en service en août 2023.

La production du secteur Gaz pour la période de trois mois close le 30 septembre 2024 a diminué de 175 GWh, ou 5 %, en raison principalement de l'optimisation accrue de la répartition en Alberta.

La production du secteur Gaz pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2024 a augmenté de 461 GWh, ou 5 %. L'augmentation de la production est surtout attribuable aux conditions favorables du marché de gros de

l'électricité ontarien qui ont permis une meilleure répartition à la centrale de Sarnia, qui s'est traduite par une augmentation de la production marchande sur le réseau de l'Ontario, le tout en partie contrebalancé par une optimisation accrue de la répartition en Alberta.

La production du secteur Transition énergétique pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2024 a subi les répercussions de la plus grande répartition économique à la centrale de Centralia en raison de la baisse des prix du marché par rapport à ceux des périodes précédentes. La période de neuf mois close le 30 septembre 2024 a davantage été touchée par le nombre plus élevé d'heures d'interruption planifiée et non planifiée aux premier et deuxième trimestres de 2024.

Prix du marché

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2024	2023	2024	2023
Prix au comptant de l'électricité en Alberta (\$/MWh)	55	152	67	151
Prix au comptant de l'électricité dans la région du Mid-Columbia (\$ US/MWh)	50	78	61	78
Prix au comptant de l'électricité en Ontario (\$/MWh)	34	35	32	28
Prix du gaz naturel (AECO) (\$/GJ)	0,67	2,49	1,24	2,65

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2024, les prix au comptant de l'électricité en Alberta ont été moins élevés en moyenne par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2023, en raison des ajouts de nouvel approvisionnement en gaz naturel, en énergie éolienne et en énergie solaire et de la baisse des prix du gaz naturel.

Les prix au comptant de l'électricité dans le Nord-Ouest Pacifique étaient inférieurs en moyenne à ceux des périodes correspondantes de 2023 en raison de la baisse des prix du gaz naturel.

Les prix du gaz naturel de l'AECO pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2024 étaient moins élevés que ceux des périodes correspondantes de 2023, en raison principalement de l'accroissement de la production de gaz et des niveaux de stockage en Alberta et partout en Amérique du Nord.

Examen du rendement financier sur la base de l'information consolidée

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2024	2023	2024	2023
Produits des activités ordinaires	638	1 017	2 167	2 731
Coûts du combustible et des achats d'électricité	213	269	690	782
Coûts de conformité liés au carbone	41	28	73	85
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	143	131	421	389
Amortissement	133	140	388	489
Imputations pour (reprises de) dépréciation d'actifs	20	(58)	26	(74)
Résultat avant impôts sur le résultat	9	453	370	915
Charge d'impôts sur le résultat	31	34	88	65
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(36)	372	242	728
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	1	33	14	96

Analyse des écarts pour le troisième trimestre (2024 par rapport à 2023)

Les **produits des activités ordinaires** pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2024 ont diminué de respectivement 379 millions de dollars et 564 millions de dollars, ou 37 % et 21 %, comparativement à ceux des périodes correspondantes de 2023, ce qui est généralement conforme aux attentes. Cette baisse de la production s'explique principalement par :

- la baisse des prix marchands de l'électricité au comptant et couverts sur le marché de l'Alberta. La Société a réglé un plus grand volume de couvertures liées à l'électricité aux deuxième et troisième trimestres de 2024, ce qui a généré des apports positifs par rapport aux prix de l'électricité au comptant;
- la baisse des produits des activités ordinaires tirés des dérivés et d'autres activités de négociation dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire découle de la hausse des pertes latentes liées à la réévaluation à la valeur de marché des nouvelles ventes d'énergie éolienne à long terme se rapportant aux projets situés en Oklahoma, dans le centre des États-Unis. Les pertes latentes sur les ventes d'énergie éolienne à long terme dans le centre des États-Unis sont attribuables au raffermissement prévu des prix de captage du vent reflété au cours de la période; le tout en partie contrebalancé par :
- la mise en service des parcs éoliens White Rock et Horizon Hill et du parc solaire dans le nord de la région de Goldfields; et
- la hausse des produits tirés des attributs environnementaux et fiscaux dans le secteur Hydroélectricité et provenant de la vente de crédits d'impôt à la production des parcs éoliens en Oklahoma à des contreparties américaines imposables.

Les produits des activités ordinaires pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2024 ont davantage été touchés par :

- la diminution de la production à la centrale de Centralia en raison d'une plus grande répartition économique attribuable à la baisse des prix du marché et au nombre plus élevé d'heures d'interruption planifiée afin d'effectuer des travaux d'entretien et d'interruption non planifiée aux premier et deuxième trimestres de 2024.

Les **coûts du combustible et des achats d'électricité** pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2024 ont diminué de respectivement 56 millions de dollars et 92 millions de dollars, ou 21 % et 12 %, par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2023, en raison principalement :

- d'une diminution des coûts des achats d'électricité découlant de la baisse des prix de rachats d'électricité dans la région du Mid-Columbia et de la baisse de la production;
- d'une optimisation accrue de la répartition dans le secteur Gaz en Alberta et d'une plus grande répartition économique dans le secteur Transition énergétique; et
- d'une baisse des prix du gaz naturel; en partie contrebalancées par :
- la hausse de la production dans le secteur Gaz aux premier et deuxième trimestres de 2024.

Les **coûts de conformité liés au carbone** pour la période de trois mois close le 30 septembre 2024 ont augmenté de 13 millions de dollars, ou 46 %, comparativement à ceux de la période correspondante de 2023, en raison surtout :

- d'une augmentation du prix du carbone par tonne, qui est passé de 65 \$ la tonne en 2023 à 80 \$ la tonne en 2024; en partie contrebalancée par :
- une baisse de la production dans le secteur Gaz.

Les coûts de conformité liés au carbone pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2024 ont diminué de 12 millions de dollars, ou 14 %, comparativement à ceux de la période correspondante de 2023, en raison surtout :

- de l'utilisation de crédits d'émission générés en interne ou achetés en externe pour régler une partie de l'obligation liée aux émissions de gaz à effet de serre («GES») de 2023;
- d'une augmentation du prix du carbone par tonne en 2024; et
- d'une hausse de la production dans le secteur Gaz.

Les **charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration** pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2024 ont augmenté de respectivement 12 millions de dollars et 32 millions de dollars, ou 9 % et 8 %, comparativement à celles des périodes correspondantes de 2023, en raison surtout :

- de l'ajout des parcs éoliens Garden Plain, White Rock et Horizon Hill et du parc solaire dans le nord de la région de Goldfields, de la hausse des salaires et de l'augmentation des coûts afférents aux ententes de service à long terme;
- de la hausse des dépenses liées aux travaux de planification et de conception de la mise à niveau prévue du progiciel de gestion intégré; et
- de l'augmentation des dépenses liées aux initiatives stratégiques de croissance, y compris une hausse des frais juridiques.

L'**amortissement** pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2024 a diminué de respectivement 7 millions de dollars et 101 millions de dollars, ou 5 % et 21 %, par rapport à celui des périodes correspondantes de 2023, en raison surtout :

- des révisions de la durée d'utilité de certaines installations effectuées au cours des périodes antérieures, en partie contrebalancées par :
- la mise en service des parcs éoliens White Rock et Horizon Hill et la remise en service du parc éolien de Kent Hills.

Les **imputations pour dépréciation d'actifs** pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2024 ont augmenté de respectivement 78 millions de dollars et 100 millions de dollars, ou 134 % et 135 %, comparativement aux reprises de dépréciation d'actifs pour les périodes correspondantes de 2023, principalement en raison des variations de la provision pour frais de démantèlement et de remise en état afférentes aux taux d'actualisation et aux révisions des coûts estimatifs liés au démantèlement d'actifs mis hors service.

Le **résultat avant impôts sur le résultat** pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2024 a diminué de respectivement 444 millions de dollars et 545 millions de dollars, ou 98 % et 60 %, comparativement à celui des périodes correspondantes de 2023, en raison des éléments susmentionnés. Se reporter à la rubrique «Rendement financier et résultats d'exploitation sectoriels» pour plus de précisions.

La **charge d'impôts sur le résultat** pour la période de trois mois close le 30 septembre 2024 a diminué de 3 millions de dollars, ou 9 %, comparativement à celle de la période correspondante de 2023, en raison surtout :

- du résultat avant impôts sur le résultat moins élevé en raison des éléments susmentionnés; en partie contrebalancé par :
- un recouvrement lié à la reprise d'actifs d'impôt différé au Canada décomptabilisés antérieurement.

La charge d'impôts sur le résultat pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2024 a augmenté de 23 millions de dollars, ou 35 %, comparativement à celle de la période correspondante de 2023, en raison surtout :

- d'un recouvrement lié à la reprise d'actifs d'impôt différé au Canada décomptabilisés antérieurement, en partie contrebalancé par :
- une baisse du résultat avant impôts sur le résultat attribuable aux éléments susmentionnés.

Le **résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle** pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2024 a diminué de respectivement 32 millions de dollars et 82 millions de dollars, ou 97 % et 85 %, par rapport aux périodes correspondantes de 2023, en raison surtout de la baisse du résultat net de TransAlta Cogeneration, LP («TA Cogen») qui s'explique par la diminution des prix marchands sur le marché de l'Alberta et l'acquisition de TransAlta Renewables Inc. («TransAlta Renewables») le 5 octobre 2023.

BAlIA ajusté

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2024, le BAlIA ajusté de la Société s'est établi à respectivement 325 millions de dollars et 968 millions de dollars, comparativement à 453 millions de dollars et à 1 343 millions de dollars en 2023, soit une diminution de respectivement 128 millions de dollars et 375 millions de dollars. Les principaux facteurs ayant une incidence sur le BAlIA ajusté sont résumés dans les tableaux qui suivent.

	Trois mois clos les 30 sept.
BAlIA ajusté pour la période de trois mois close le 30 septembre 2023	453
Hydroélectricité : Diminution attribuable surtout à une baisse des prix de l'électricité sur le marché de l'Alberta et à une baisse de la production d'énergie, en partie contrebalancées par la hausse des volumes de services auxiliaires attribuable à la demande accrue de l'AESO, les primes réalisées supérieures aux prix au comptant de l'électricité et la hausse des ventes de crédits d'émission à des tiers et des ventes intersociétés au secteur Gaz	(61)
Énergie éolienne et énergie solaire : Augmentation principalement attribuable aux nouvelles ventes de crédits d'impôt à la production, à la mise en service des parcs éoliens White Rock et Horizon Hill et du parc solaire dans le nord de la région de Goldfields et à la remise en service des unités du parc éolien de Kent Hills, le tout en partie contrebalancé par une diminution des prix réalisés de l'électricité sur le marché de l'Alberta et une hausse des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration découlant de l'ajout des nouveaux parcs éoliens et solaires	7
Gaz : Diminution surtout attribuable à la baisse de la production en raison de l'optimisation accrue de la répartition qui s'explique par la baisse des prix de l'électricité en Alberta et la baisse des paiements de capacité, le tout en partie contrebalancé par un volume plus élevé de positions de couverture favorables réglées, une diminution des prix du gaz naturel et des interruptions planifiées moins nombreuses en Alberta	(115)
Transition énergétique : Augmentation surtout attribuable à la baisse des coûts des achats d'électricité, en partie contrebalancée par la plus grande répartition économique en raison de la baisse des prix du marché qui a eu une incidence négative sur la production	5
Commercialisation de l'énergie : Augmentation surtout attribuable à la volatilité favorable au sein du marché et au calendrier des transactions réglées réalisées au cours de la période par rapport à la période précédente	41
Siège social : Diminution attribuable surtout à l'augmentation des dépenses liées à la planification et à la conception du programme de mise à niveau du progiciel de gestion intégré et des dépenses à l'appui des initiatives stratégiques de croissance	(5)
BAlIA ajusté¹ pour la période de trois mois close le 30 septembre 2024	325

1) Le BAlIA ajusté n'est pas défini et n'a pas de signification normalisée selon les IFRS. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

BAlIA ajusté pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023	1 343
Hydroélectricité : Diminution attribuable surtout à une baisse des prix de l'électricité sur le marché de l'Alberta et à une baisse de la production d'énergie, en partie contrebalancées par la hausse des volumes de services auxiliaires attribuable à la demande accrue de l'AESO, les primes réalisées supérieures aux prix au comptant de l'électricité et la hausse des ventes de crédits d'émission à des tiers et des ventes intersociétés au secteur Gaz	(144)
Énergie éolienne et énergie solaire : Augmentation principalement attribuable aux nouvelles ventes de crédits d'impôt à la production, à la mise en service des parcs éoliens White Rock et Horizon Hill et du parc solaire dans le nord de la région de Goldfields et à la remise en service des unités du parc éolien de Kent Hills, le tout en partie contrebalancé par une diminution des prix réalisés de l'électricité sur le marché de l'Alberta et une hausse des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration découlant de l'ajout des nouveaux parcs éoliens et solaires	46
Gaz : Diminution surtout attribuable à la baisse de la production en raison de l'optimisation accrue de la répartition qui s'explique par la diminution des prix réalisés de l'électricité en Alberta, la baisse des paiements de capacité et une hausse du prix du carbone, le tout en partie contrebalancé par le volume plus élevé de positions de couverture favorables réglées, la hausse de la production, des interruptions planifiées moins nombreuses en Alberta, la baisse des prix du gaz naturel et l'utilisation des crédits d'émission au deuxième trimestre de 2024 pour régler une partie de l'obligation liée aux émissions de GES de 2023	(241)
Transition énergétique : Diminution surtout attribuable à la plus grande répartition économique en raison de la baisse des prix du marché qui a eu une incidence négative sur la production, en partie contrebalancée par la baisse des coûts du combustible et des achats d'électricité	(33)
Commercialisation de l'énergie : Augmentation surtout attribuable à la volatilité favorable au sein du marché et au calendrier des transactions réglées réalisées au cours de la période par rapport à la période précédente	9
Siège social : Diminution attribuable surtout à l'augmentation des dépenses liées à la planification et à la conception du programme de mise à niveau du progiciel de gestion intégré et des dépenses à l'appui des initiatives stratégiques de croissance	(12)
BAlIA ajusté¹ pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2024	968

1) Le BAlIA ajusté n'est pas défini et n'a pas de signification normalisée selon les IFRS. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

Flux de trésorerie disponibles

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2024, les flux de trésorerie disponibles de la Société ont diminué de respectivement 88 millions de dollars et 248 millions de dollars, ou 39 % et 32 %, par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2023. Les principaux facteurs ayant une incidence sur les flux de trésorerie disponibles sont résumés dans les tableaux qui suivent.

	Trois mois clos les 30 sept.
Flux de trésorerie disponibles pour la période de trois mois close le 30 septembre 2023	228
Baisse du BAIIA ajusté attribuable aux éléments susmentionnés	(128)
Augmentation de la charge d'impôt exigible attribuable à l'utilisation de l'ensemble des reports prospectifs de pertes autres qu'en capital au Canada en 2023, contrebalancée par une baisse du résultat avant impôts sur le résultat au cours de la période	(26)
Augmentation de la charge d'intérêts nette ¹ découlant de la baisse des intérêts incorporés dans le coût de l'actif attribuable à l'achèvement de projets en immobilisations au premier semestre de 2024 et de la diminution des produits d'intérêts attribuable à la baisse des soldes de trésorerie	(22)
Baisse des distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales attribuable à la baisse du résultat net de TA Cogen résultant de la diminution des prix marchands sur le marché de l'Alberta et à la cessation du versement de distributions aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de TransAlta Renewables. Le 5 octobre 2023, la Société a acquis la totalité des actions ordinaires en circulation de TransAlta Renewables qui n'étaient pas déjà détenues, directement ou indirectement.	65
Autres éléments sans effet de trésorerie ²	9
Divers ³	14
Flux de trésorerie disponibles⁴ pour la période de trois mois close le 30 septembre 2024	140

- 1) La charge d'intérêts nette comprend la charge d'intérêts pour la période, déduction faite des produits d'intérêts.
- 2) Le poste Autres éléments sans effet de trésorerie comprend l'obligation liée au carbone et les passifs sur contrat. Se reporter aux tableaux de la rubrique «Rapprochement des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avec les fonds provenant des activités d'exploitation et les flux de trésorerie disponibles» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.
- 3) Se reporter aux tableaux de la rubrique «Rapprochement des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avec les fonds provenant des activités d'exploitation et les flux de trésorerie disponibles» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.
- 4) Les flux de trésorerie disponibles ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

Neuf mois clos
les 30 sept.

Flux de trésorerie disponibles pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023	769
Baisse du BAIIA ajusté attribuable aux éléments susmentionnés	(375)
Augmentation de la charge d'impôt exigible attribuable à l'utilisation de l'ensemble des reports prospectifs de pertes autres qu'en capital au Canada en 2023, contrebalancée par une baisse du résultat avant impôts sur le résultat en 2024	(68)
Augmentation de la charge d'intérêts nette ¹ découlant de la baisse des intérêts incorporés dans le coût de l'actif attribuable à l'achèvement de projets en immobilisations au premier semestre de 2024 et de la diminution des produits d'intérêts attribuable à la baisse des soldes de trésorerie	(44)
Diminution des dépenses d'investissement de maintien attribuable à l'obtention d'un incitatif à la location associé au déménagement des bureaux du siège social et à la baisse des travaux d'entretien d'envergure planifiés à nos actifs gaziers en Alberta et en Australie, le tout en partie contrebalancé par une hausse des travaux d'entretien d'envergure planifiés à nos actifs hydroélectriques en Alberta	25
Baisse des distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales attribuable à la baisse du résultat net de TA Cogen résultant de la diminution des prix marchands sur le marché de l'Alberta et à la cessation du versement de distributions aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de TransAlta Renewables. Le 5 octobre 2023, la Société a acquis la totalité des actions ordinaires en circulation de TransAlta Renewables qui n'étaient pas déjà détenues, directement ou indirectement.	170
Autres éléments sans effet de trésorerie ²	31
Divers ³	13
Flux de trésorerie disponibles⁴ pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2024	521

- 1) La charge d'intérêts nette comprend la charge d'intérêts pour la période, déduction faite des produits d'intérêts.
- 2) Le poste Autres éléments sans effet de trésorerie comprend l'obligation liée au carbone et les passifs sur contrat. Se reporter aux tableaux de la rubrique «Rapprochement des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avec les fonds provenant des activités d'exploitation et les flux de trésorerie disponibles» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.
- 3) Se reporter aux tableaux de la rubrique «Rapprochement des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avec les fonds provenant des activités d'exploitation et les flux de trésorerie disponibles» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.
- 4) Les flux de trésorerie disponibles ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

Dépenses d'investissement

Nos activités sont caractérisées par un cycle long, sont très capitalistiques et nécessitent d'importantes dépenses d'investissement. Notre objectif est d'engager des dépenses d'investissement de maintien qui garantissent la fiabilité et la sécurité de nos centrales. Le tableau suivant présente nos dépenses d'investissement de maintien par secteur.

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2024	2023	2024	2023
Hydroélectricité	21	11	34	25
Énergie éolienne et énergie solaire	5	3	12	9
Gaz	6	15	20	32
Transition énergétique	—	2	12	13
Siège social	3	5	(3)	21
Total des dépenses d'investissement de maintien	35	36	75	100

Le total des dépenses d'investissement de maintien pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2024 a diminué de respectivement 1 million de dollars et 25 millions de dollars par rapport à celui des périodes correspondantes de 2023, principalement en raison :

- de l'obtention d'un incitatif à la location associé au déménagement des bureaux du siège social de la Société, pris en compte dans le secteur Siège social; et

- d'une baisse des travaux d'entretien d'envergure planifiés à nos actifs gaziers en Alberta et en Australie; le tout en partie contrebalancé par :

- une hausse des travaux d'entretien d'envergure à nos actifs hydroélectriques en Alberta.

Les dépenses de croissance et de développement sont touchées par le calendrier et la construction des projets du portefeuille de projets de développement. Le tableau suivant présente nos dépenses de croissance et de développement par secteur.

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2024	2023	2024	2023
Hydroélectricité	—	4	6	4
Énergie éolienne et énergie solaire	6	94	54	518
Gaz	22	41	38	42
Total des dépenses de croissance et de développement	28	139	98	564

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2024, les dépenses de croissance et de développement ont diminué par rapport à celles des périodes correspondantes de 2023, bon nombre des projets de développement ayant été mis en service au cours des premier et deuxième trimestres de 2024.

Les parcs éoliens White Rock East et Horizon Hill ont été mis en service au deuxième trimestre de 2024. Le parc éolien White Rock West et l'expansion du réseau de transport de 132 kV à Mount Keith ont été mis en service au premier trimestre de 2024. Les dépenses de croissance et de développement de 2023 comprenaient également le parc éolien Garden Plain, qui a été mis en service en août 2023, et le parc solaire dans le nord de la région de Goldfields, qui a été mis en service en novembre 2023. Se reporter à la rubrique «Stratégie et capacité de produire des résultats» du présent rapport de gestion pour plus de détails.

Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture

Mise sous cocon de l'unité 6 de la centrale de Sundance

Le 4 novembre 2024, la Société a avisé l'AESO qu'elle mettrait temporairement sous cocon l'unité 6 de la centrale de Sundance à compter du 1^{er} avril 2025 pour une période maximale de deux ans, selon la conjoncture du marché. TransAlta s'accorde une marge de manœuvre pour remettre en service l'unité mise sous cocon lorsque les données fondamentales du marché le permettront ou des possibilités de conclure des contrats seront garanties. L'unité demeure disponible et pleinement en exploitation pour la prochaine saison hivernale.

Nomination du nouveau chef des finances

Le conseil a nommé Joel Hunter au poste de vice-président directeur, Finances et chef des finances, avec prise d'effet le 1^{er} juillet 2024.

Offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités («OPRA») et régime d'achat d'actions automatique («RAAA»)

TransAlta est déterminée à accroître le rendement pour les actionnaires au moyen d'une répartition appropriée du capital, comme des rachats d'actions et son dividende trimestriel. Au premier trimestre de 2024, la Société a annoncé un programme amélioré de rachat d'actions ordinaires pour 2024 visant la répartition d'un montant maximal de 150 millions de dollars, afin de remettre aux actionnaires jusqu'à 42 % des flux de trésorerie disponibles prévus pour 2024 sous forme de rachats d'actions et de dividendes.

Le 27 mai 2024, la Société a annoncé avoir reçu l'approbation de la Bourse de Toronto visant le rachat d'au plus 14 millions d'actions ordinaires au cours de la période de 12 mois commencée le 31 mai 2024 et qui se terminera le 31 mai 2025. Les actions ordinaires rachetées dans le cadre de l'OPRA seront annulées.

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2024, la Société a racheté et annulé un total de 11 814 700 actions ordinaires à un prix moyen de 9,65 \$ par action ordinaire, pour un coût total de 114 millions de dollars, y compris l'impôt.

Contrats de vente de crédits d'impôt à la production

Le 22 février 2024, la Société a conclu une entente de transfert de 10 ans avec un client noté AA- visant la vente d'environ 80 % des crédits d'impôt à la production qui devraient être générés par les parcs éoliens White Rock et Horizon Hill.

Le 21 juin 2024, la Société a conclu une autre entente de transfert de 10 ans avec un client noté A+ visant la vente de la tranche de 20 % restante des crédits d'impôt à la production attendus.

Le BAIIA annuel moyen qui devrait être généré par ces contrats s'élève à environ 78 millions de dollars (57 millions de dollars américains).

Mise en service du parc éolien Horizon Hill

Le 21 mai 2024, le parc éolien Horizon Hill de 200 MW a été mis en service. Situé dans le comté de Logan, en Oklahoma, le parc éolien est entièrement visé par des contrats conclus avec Meta visant l'enlèvement de la totalité de la production.

Mise en service des parcs éoliens White Rock

Le 1^{er} janvier 2024, le parc éolien White Rock West de 100 MW a été mis en service. Le 22 avril 2024, le parc éolien White Rock East de 200 MW a également été mis en service. Situés dans le comté de Caddo, en Oklahoma, les parcs éoliens sont visés par deux CAÉ à long terme avec Amazon visant l'enlèvement de la totalité de la production de ces parcs éoliens.

Achèvement de l'expansion du réseau de transport de 132 kV à Mount Keith

Le projet d'expansion de 132 kV à Mount Keith a été achevé au premier trimestre de 2024. L'expansion a été aménagée en vertu du CAÉ existant avec BHP Nickel West («BHP»), d'une durée de 15 ans. L'expansion facilitera la connexion d'une capacité de production supplémentaire au réseau de transport afin de soutenir les activités de BHP et d'accroître sa compétitivité à titre de fournisseur de nickel à faible émission de carbone.

Rendement financier et résultats d'exploitation sectoriels

Les informations sectorielles sont préparées selon les mêmes modalités que celles utilisées par la Société pour gérer ses activités, évaluer ses résultats financiers et prendre ses principales décisions opérationnelles. Le tableau suivant présente le sommaire des informations financières sur une base consolidée pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes les 30 septembre :

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
BAlIA ajusté¹	2024	2023	2024	2023
Hydroélectricité	89	150	259	403
Énergie éolienne et énergie solaire	44	37	221	175
Gaz	139	254	419	660
Transition énergétique	34	29	63	96
Commercialisation de l'énergie	54	13	104	95
Siège social	(35)	(30)	(98)	(86)
Total du BAlIA ajusté¹	325	453	968	1 343
Résultat avant impôts sur le résultat	9	453	370	915

1) Cet élément n'est pas défini et n'a pas de signification normalisée selon les IFRS. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

Le **résultat avant impôts sur le résultat** pour la période de trois mois close le 30 septembre 2024 a diminué de 444 millions de dollars, ou 98 %, comparativement à celui de la période correspondante de 2023, en raison surtout :

- de la baisse du BAlIA ajusté (comme il est décrit ci-dessus);
- de la baisse des profits latents liés à la réévaluation à la valeur de marché dans le secteur Gaz attribuable au fait que la période précédente affichait un volume élevé de positions de couverture favorables dans le portefeuille de l'Alberta qui ont été réglées en grande partie;
- de la hausse des pertes latentes liées à la réévaluation à la valeur de marché dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire surtout attribuable aux ventes d'énergie éolienne à long terme se rapportant aux projets situés en Oklahoma, dans le centre des États-Unis. Les pertes latentes découlent du raffermissement prévu des prix de captage du vent reflété au cours de la période;
- de la baisse des profits latents liés à la réévaluation à la valeur de marché dans le secteur Commercialisation de l'énergie qui s'explique surtout par la volatilité des marchés de l'électricité et du gaz naturel en Amérique du Nord; et
- de l'augmentation des imputations pour dépréciation d'actifs principalement attribuable aux variations de la provision pour frais de démantèlement et de remise en état afférentes aux taux d'actualisation et aux révisions des coûts estimatifs liés au démantèlement d'actifs mis hors service par rapport à la période correspondante de 2023.

Le **résultat avant impôts sur le résultat** pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2024 a diminué de 545 millions de dollars, ou 60 %, comparativement à celui de la période correspondante de 2023, en raison surtout :

- de la baisse du BAlIA ajusté (comme il est décrit ci-dessus);
- de l'augmentation des imputations pour dépréciation d'actifs afférentes aux taux d'actualisation et aux révisions des coûts estimatifs liés au démantèlement d'actifs mis hors service;
- de la hausse des pertes latentes liées à la réévaluation à la valeur de marché comptabilisée dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire principalement liée aux ventes d'énergie éolienne à long terme se rapportant aux projets situés en Oklahoma, dans le centre des États-Unis; et
- de la baisse des profits latents liés à la réévaluation à la valeur de marché et de la baisse des pertes sur les positions de change dénouées dans le secteur Commercialisation de l'énergie, du fait principalement de la volatilité des marchés de l'électricité et du gaz naturel en Amérique du Nord; le tout en partie contrebalancé par :
- la diminution de l'amortissement par rapport à celui de la période correspondante de 2023 attribuable aux révisions de la durée d'utilité de certaines centrales effectuées au cours des périodes antérieures, le tout compensé par la mise en service de nouvelles centrales au cours de l'exercice et la remise en service des unités du parc éolien de Kent Hills.

Hydroélectricité

	Trois mois clos les 30 sept.				Neuf mois clos les 30 sept.			
	2024	2023	Variation		2024	2023	Variation	
Capacité installée brute (MW)	922	922	—	— %	922	922	—	— %
Production moyenne à long terme (GWh)	573	573	—	— %	1 568	1 568	—	— %
Disponibilité (%)	94,3	97,8	(3,5)	(4) %	92,3	95,6	(3,3)	(3) %
Production								
Production visée par des contrats (GWh)	72	87	(15)	(17) %	196	229	(33)	(14) %
Production marchande (GWh)	422	434	(12)	(3) %	1 075	1 214	(139)	(11) %
Total de la production d'énergie (GWh)	494	521	(27)	(5) %	1 271	1 443	(172)	(12) %
Volumes des services auxiliaires (GWh)¹	878	659	219	33 %	2 238	1 872	366	20 %
Produits des actifs hydroélectriques en Alberta ^{2, 3}	39	92	(53)	(58) %	111	258	(147)	(57) %
Produits des autres actifs hydroélectriques et autres produits des activités ordinaires ^{2, 4}	11	17	(6)	(35) %	33	41	(8)	(20) %
Produits des actifs hydroélectriques en Alberta – Services auxiliaires ¹	48	54	(6)	(11) %	108	146	(38)	(26) %
Produits tirés des attributs environnementaux et fiscaux	8	—	8	100 %	61	9	52	578 %
Produits des activités ordinaires⁵	106	163	(57)	(35) %	313	454	(141)	(31) %
Coûts du combustible et des achats d'électricité	4	4	—	— %	13	14	(1)	(7) %
Marge brute⁶	102	159	(57)	(36) %	300	440	(140)	(32) %
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	13	9	4	44 %	39	35	4	11 %
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	—	—	—	— %	2	2	—	— %
BAIIA ajusté⁶	89	150	(61)	(41) %	259	403	(144)	(36) %
Informations complémentaires :								
Produits des activités ordinaires bruts par MWh								
Actifs hydroélectriques en Alberta – Énergie (\$/MWh) ^{2, 3}	92	226	(134)	(59) %	103	222	(119)	(54) %
Actifs hydroélectriques en Alberta – Services auxiliaires (\$/MWh) ¹	55	82	(27)	(33) %	48	78	(30)	(38) %

1) Services auxiliaires tels qu'ils sont décrits dans le document *Consolidated Authoritative Document Glossary* de l'AESO.

2) Les actifs hydroélectriques en Alberta comprennent 13 centrales hydroélectriques sur les réseaux de la rivière Bow et de la rivière Saskatchewan Nord. Les autres actifs hydroélectriques comprennent nos centrales en Colombie-Britannique, en Ontario et en Alberta (à l'exception des actifs hydroélectriques en Alberta) et les produits des activités ordinaires tirés du transport.

3) La Société a conclu des couvertures à terme qui sont incluses dans les produits des actifs hydroélectriques en Alberta.

4) Les autres produits des activités ordinaires comprennent les produits des activités ordinaires tirés de nos activités de transport et d'autres arrangements contractuels, y compris l'entente visant à réduire les inondations conclue avec le gouvernement de l'Alberta et les services de redémarrage à froid.

5) Pour plus de précisions sur les ajustements des produits des activités ordinaires inclus dans le BAIIA ajusté, se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

6) Le BAIIA ajusté et la marge brute ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

Les produits des activités ordinaires pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2024 ont diminué par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2023, ce qui est généralement conforme aux attentes et s'explique surtout par :

- une baisse des prix de l'électricité sur le marché albertain attribuable à l'accroissement prévu de l'approvisionnement des nouvelles centrales à partir d'énergies renouvelables et de centrales à cycle combiné alimentées au gaz; et
- une baisse de la production d'énergie attribuable à la diminution des ressources hydriques dans la région de la rivière Saskatchewan Nord et au nombre accru d'interruptions planifiées dans l'ensemble de notre portefeuille comparativement aux périodes correspondantes de 2023; le tout en partie contrebalancé par :
 - la hausse des volumes de services auxiliaires attribuable à la demande accrue de l'AESO;
 - les primes réalisées supérieures aux prix au comptant de l'électricité grâce aux heures à prix élevé pendant les périodes de volatilité et aux apports positifs liés aux opérations de couverture; et
 - la hausse des produits tirés des attributs environnementaux et fiscaux en raison de l'accroissement des ventes de crédits d'émission à des tiers et des ventes intersociétés au secteur Gaz.

Le BAIIA ajusté pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2024 a diminué par rapport à celui des périodes correspondantes de 2023, du fait essentiellement de la baisse des produits des activités ordinaires attribuable aux facteurs susmentionnés.

Pour plus de précisions sur les conditions du marché et les prix en Alberta, se reporter à la rubrique «Optimisation du portefeuille de centrales en Alberta» du présent rapport de gestion.

Énergie éolienne et énergie solaire

	Trois mois clos les 30 sept.				Neuf mois clos les 30 sept.			
	2024	2023	Variation		2024	2023	Variation	
Capacité installée brute (MW)¹	2 584	2 036	548	27 %	2 584	2 036	548	27 %
Production moyenne à long terme (GWh)	1 472	1 246	226	18 %	4 701	3 766	935	25 %
Disponibilité (%)	93,7	87,0	6,7	8 %	93,8	85,7	8,1	9 %
Production								
Production visée par des contrats (GWh)	949	520	429	83 %	3 251	2 022	1 229	61 %
Production marchande (GWh)	172	188	(16)	(9) %	867	742	125	17 %
Total de la production (GWh)	1 121	708	413	58 %	4 118	2 764	1 354	49 %
Produits des activités ordinaires	64	63	1	2 %	258	236	22	9 %
Produits tirés des attributs environnementaux et fiscaux	13	3	10	333 %	61	23	38	165 %
Produits des activités ordinaires²	77	66	11	17 %	319	259	60	23 %
Coûts du combustible et des achats d'électricité	5	6	(1)	(17) %	22	22	—	— %
Marge brute³	72	60	12	20 %	297	237	60	25 %
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	26	20	6	30 %	70	55	15	27 %
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	5	4	1	25 %	13	11	2	18 %
Autres produits d'exploitation, montant net	(3)	(1)	(2)	200 %	(7)	(4)	(3)	75 %
BAILA ajusté³	44	37	7	19 %	221	175	46	26 %

1) La capacité installée brute et la disponibilité pour 2024 comprennent les centrales solaires de 48 MW dans le nord de la région de Goldfields qui ont été mises en service en novembre 2023, le parc éolien White Rock West de 100 MW et le parc éolien White Rock East de 200 MW qui ont été mis en service respectivement en janvier et en avril 2024, et le parc éolien Horizon Hill de 200 MW qui a été mis en service en mai 2024.

2) Pour plus de précisions sur les ajustements des produits des activités ordinaires inclus dans le BAILA ajusté, se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

3) Le BAILA ajusté et la marge brute ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

Les produits des activités ordinaires pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2024 ont augmenté par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2023, en raison surtout :

- de la hausse des produits tirés des attributs environnementaux et fiscaux qui s'explique par l'entrée en vigueur de contrats de vente récemment annoncés visant le transfert des crédits d'impôt à la production des parcs éoliens en Oklahoma à des contreparties américaines imposables;
- de la mise en service des parcs éoliens White Rock et Horizon Hill et du parc solaire dans le nord de la région de Goldfields;
- d'une hausse de la production attribuable à la remise en service des unités du parc éolien de Kent Hills; le tout en partie contrebalancé par :
- une baisse des prix réalisés de l'électricité sur le marché albertain attribuable à l'accroissement de l'approvisionnement des nouvelles centrales à partir d'énergies renouvelables et de centrales à cycle combiné alimentées au gaz.

Le BAILA ajusté pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2024 a augmenté par rapport à celui des périodes correspondantes de 2023, en raison surtout :

- de la hausse des produits des activités ordinaires attribuable aux facteurs susmentionnés, contrebalancée en partie par :
- l'augmentation des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration attribuable à l'ajout des parcs éoliens Garden Plain, White Rock et Horizon Hill et du parc solaire dans le nord de la région de Goldfields, à la hausse des salaires, aux coûts d'assurance plus élevés et à l'augmentation des coûts afférents aux ententes de service à long terme.

Gaz

	Trois mois clos les 30 sept.				Neuf mois clos les 30 sept.			
	2024	2023	Variation		2024	2023	Variation	
Capacité installée brute (MW)	3 087	3 084	3	— %	3 087	3 084	3	— %
Disponibilité (%)	96,3	94,6	1,7	2 %	95,4	92,3	3,1	3 %
Production								
Volumes des ventes contractuelles (GWh)	1 603	951	652	69 %	4 942	2 959	1 983	67 %
Volume des ventes marchandes (GWh)	1 736	2 373	(637)	(27)%	5 189	6 271	(1 082)	(17)%
Achats d'électricité (GWh) ¹	(220)	(30)	(190)	633 %	(689)	(249)	(440)	177 %
Total de la production (GWh)	3 119	3 294	(175)	(5)%	9 442	8 981	461	5 %
Produits des activités ordinaires²	314	430	(116)	(27)%	971	1 185	(214)	(18)%
Coûts du combustible et des achats d'électricité ²	99	110	(11)	(10)%	336	323	13	4 %
Coûts de conformité liés au carbone	40	28	12	43 %	106	85	21	25 %
Marge brute³	175	292	(117)	(40)%	529	777	(248)	(32)%
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	43	45	(2)	(4)%	131	136	(5)	(4)%
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	3	3	—	— %	9	11	(2)	(18)%
Autres produits d'exploitation, montant net	(10)	(10)	—	— %	(30)	(30)	—	— %
BAILA ajusté³	139	254	(115)	(45)%	419	660	(241)	(37)%

1) L'électricité nécessaire pour satisfaire aux obligations contractuelles est comprise dans les achats d'électricité.

2) Pour plus de précisions sur les ajustements des produits des activités ordinaires et des coûts du combustible et des achats d'électricité inclus dans le BAILA ajusté, se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

3) Le BAILA ajusté et la marge brute ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

Les produits des activités ordinaires pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2024 ont diminué par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2023, ce qui est généralement conforme aux attentes. Cette baisse de la production s'explique principalement par :

- une baisse de la production attribuable à l'optimisation accrue de la répartition en raison des prix de l'électricité dans notre portefeuille de centrales alimentées au gaz en Alberta;
- la baisse des paiements de capacité de Southern Cross Energy, en Australie, en 2024, du fait de la fin planifiée le 31 décembre 2023 des frais liés à la demande de puissance en vertu du contrat avec le client, en partie compensée par le début des paiements de capacité pour l'expansion du réseau de transport 132 kV à Mount Keith en mars 2024; le tout contrebalancé en partie par :
- un plus grand volume de positions de couverture favorables réglées, ce qui a généré des apports positifs par rapport aux prix au comptant établis en Alberta;

- la hausse de la production en Ontario; et
- la diminution des interruptions planifiées en Alberta.

Le BAILA ajusté pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2024 a diminué par rapport à celui des périodes correspondantes de 2023, en raison surtout :

- de la baisse des produits des activités ordinaires attribuable aux facteurs susmentionnés; et
- d'une augmentation du prix du carbone, qui est passé de 65 \$ la tonne à 80 \$ la tonne, ce qui a eu une incidence sur la marge brute de nos actifs gaziers canadiens; le tout en partie contrebalancé par :
- une baisse des prix du gaz naturel; et
- l'utilisation de crédits d'émission au deuxième trimestre de 2024 pour régler une partie de l'obligation liée aux émissions de GES de 2023.

Transition énergétique

	Trois mois clos les 30 sept.				Neuf mois clos les 30 sept.			
	2024	2023	Variation		2024	2023	Variation	
Capacité installée brute (MW)	671	671	—	— %	671	671	—	— %
Disponibilité (%)	90,0	86,2	3,8	4 %	76,1	79,8	(3,7)	(5) %
Production								
Volumes des ventes contractuelles (GWh)	840	839	1	— %	2 499	2 489	10	— %
Volume des ventes marchandes (GWh)	1 087	1 244	(157)	(13) %	2 064	3 243	(1 179)	(36) %
Achats d'électricité (GWh) ¹	(949)	(928)	(21)	2 %	(2 782)	(2 674)	(108)	4 %
Total de la production (GWh)	978	1 155	(177)	(15) %	1 781	3 058	(1 277)	(42) %
Produits des activités ordinaires²	157	193	(36)	(19) %	433	564	(131)	(23) %
Coûts du combustible et des achats d'électricité	104	148	(44)	(30) %	316	419	(103)	(25) %
Coûts de conformité liés au carbone	1	—	1	100 %	1	—	1	100 %
Marge brute³	52	45	7	16 %	116	145	(29)	(20) %
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	17	15	2	13 %	50	46	4	9 %
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	1	—	— %	3	3	—	— %
BAlIA ajusté³	34	29	5	17 %	63	96	(33)	(34) %
Informations complémentaires :								
Dépenses de remise en état de la mine de Highvale	2	3	(1)	(33) %	8	9	(1)	(11) %
Dépenses de remise en état de la mine de Centralia	5	3	2	67 %	12	10	2	20 %

1) Toute l'électricité produite par la centrale de Centralia est vendue par le secteur Commercialisation de l'énergie aux fins de la livraison physique sur le marché, ce qui correspond au volume des ventes marchandes. L'électricité nécessaire pour satisfaire aux obligations contractuelles est comprise dans les achats d'électricité. Le total de la production de la centrale comprend le résultat net du volume des ventes marchandes et des achats d'électricité.

2) Pour plus de précisions sur les ajustements des produits des activités ordinaires inclus dans le BAlIA ajusté, se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

3) Le BAlIA ajusté et la marge brute ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

Les produits des activités ordinaires pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2024 ont diminué par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2023, du fait essentiellement de la plus grande répartition économique en raison de la baisse des prix du marché qui a eu une incidence négative sur la production marchande.

Le BAlIA ajusté pour la période de trois mois close le 30 septembre 2024 a augmenté par rapport à la période correspondante de 2023, du fait essentiellement :

- de la diminution des coûts des achats d'électricité découlant de la baisse des prix de rachats d'électricité dans la région du Mid-Columbia et de la baisse de la production; en partie contrebalancée par :
- une baisse des produits des activités ordinaires attribuable aux facteurs susmentionnés.

Le BAlIA ajusté pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2024 a diminué par rapport à celui de la période correspondante de 2023, en raison surtout :

- d'une baisse des produits des activités ordinaires attribuable aux facteurs susmentionnés, contrebalancée en partie par :
- une diminution des coûts du combustible qui s'explique par les volumes de production moins élevés.

Les dépenses de remise en état des mines pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2024 ont été comparables à celles des périodes correspondantes de 2023.

Commercialisation de l'énergie

	Trois mois clos les 30 sept.				Neuf mois clos les 30 sept.			
	2024	2023	Variation		2024	2023	Variation	
Produits des activités ordinaires ¹	64	26	38	146 %	133	128	5	4 %
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	10	13	(3)	(23) %	29	33	(4)	(12) %
BAIIA ajusté²	54	13	41	315 %	104	95	9	9 %

1) Pour plus de précisions sur les ajustements des produits des activités ordinaires inclus dans le BAIIA ajusté, se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion. Le BAIIA ajusté n'est pas défini et n'a pas de signification normalisée selon les IFRS.

2) Le BAIIA ajusté n'est pas défini et n'a pas de signification normalisée selon les IFRS. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

Le BAIIA ajusté pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2024 a augmenté par rapport à celui des périodes correspondantes de 2023, en raison surtout de la volatilité favorable à l'échelle des marchés de l'électricité et du gaz naturel nord-américains et de la hausse du volume de transactions réglées réalisées au cours du troisième trimestre de 2024 comparativement à la période précédente.

La Société a été en mesure de tirer parti de la volatilité de la négociation de l'électricité et du gaz dans le cadre de contrats prévoyant la livraison et de contrats financiers à l'échelle des marchés déréglementés nord-américains, tout en conservant le profil de risque global de l'unité fonctionnelle.

Siège social

	Trois mois clos les 30 sept.				Neuf mois clos les 30 sept.			
	2024	2023	Variation		2024	2023	Variation	
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ¹	34	30	4	13 %	97	86	11	13 %
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	—	1	100 %	1	—	1	100 %
BAIIA ajusté²	(35)	(30)	(5)	17 %	(98)	(86)	(12)	14 %

1) Pour plus de précisions sur les ajustements des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration incluses dans le BAIIA ajusté, se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

2) Le BAIIA ajusté n'est pas défini et n'a pas de signification normalisée selon les IFRS. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

Le BAIIA ajusté pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2024 a diminué par rapport à celui des périodes correspondantes de 2023, en raison surtout :

- de l'augmentation des dépenses liées à la planification et à la conception du programme de mise à niveau du progiciel de gestion intégré et des dépenses à l'appui des initiatives stratégiques de croissance.

Rendement par secteur et informations géographiques complémentaires

Le tableau suivant présente le BAIIA ajusté de nos centrales dans les régions où nous exerçons nos activités :

Trois mois clos le 30 sept. 2024	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz	Transition énergétique	Commer-cialisation de l'énergie	Siège social	Total
Alberta	86	3	89	(2)	54	(35)	195
Canada, sans l'Alberta	3	12	22	—	—	—	37
États-Unis	—	27	3	36	—	—	66
Australie	—	2	25	—	—	—	27
BAIIA ajusté¹	89	44	139	34	54	(35)	325
Résultat avant impôts sur le résultat							9

Trois mois clos le 30 sept. 2023	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz	Transition énergétique	Commer-cialisation de l'énergie	Siège social	Total
Alberta	146	10	197	(3)	13	(30)	333
Canada, sans l'Alberta	4	11	22	—	—	—	37
États-Unis	—	16	3	32	—	—	51
Australie	—	—	32	—	—	—	32
BAIIA ajusté¹	150	37	254	29	13	(30)	453
Résultat avant impôts sur le résultat							453

Neuf mois clos le 30 sept. 2024	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz	Transition énergétique	Commer-cialisation de l'énergie	Siège social	Total
Alberta	253	43	267	(7)	104	(98)	562
Canada, sans l'Alberta	6	80	72	—	—	—	158
États-Unis	—	92	9	70	—	—	171
Australie	—	6	71	—	—	—	77
BAIIA ajusté¹	259	221	419	63	104	(98)	968
Résultat avant impôts sur le résultat							370

Neuf mois clos le 30 sept. 2023	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz	Transition énergétique	Commer-cialisation de l'énergie	Siège social	Total
Alberta	396	53	484	(7)	95	(86)	935
Canada, sans l'Alberta	7	61	68	—	—	—	136
États-Unis	—	61	7	103	—	—	171
Australie	—	—	101	—	—	—	101
BAIIA ajusté¹	403	175	660	96	95	(86)	1 343
Résultat avant impôts sur le résultat							915

1) Le BAIIA ajusté n'est pas défini et n'a pas de signification normalisée selon les IFRS. La présentation de cet élément d'une période à l'autre permet à la direction et aux investisseurs d'en évaluer la tendance plus facilement par rapport aux résultats des périodes antérieures. Se reporter à la rubrique «Rendement financier et résultats d'exploitation sectoriels» du présent rapport de gestion pour plus de précisions, y compris, s'il y a lieu, les rapprochements avec les mesures établies selon les IFRS. Se reporter également à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

Optimisation du portefeuille de centrales en Alberta

Notre exposition marchande se situe principalement en Alberta, où 49 % de notre capacité est située et dont 76 % peut être utilisée sur le marché de la production marchande. Notre portefeuille d'actifs marchands en Alberta comprend des centrales hydroélectriques, des parcs éoliens, une centrale de stockage par batteries et des centrales au gaz naturel.

La capacité de production en Alberta est soumise aux forces du marché. L'électricité provenant de la production commerciale est négociée par l'intermédiaire d'un marché de gros de l'électricité et est répartie selon des critères économiques au mérite administrés par l'AESO, en fonction des offres de vente d'électricité par les producteurs sur le marché axé uniquement sur l'énergie en temps réel. Notre base de production marchande en Alberta est exploitée dans le cadre de ce régime et nous gérons en interne nos offres de vente d'électricité.

L'optimisation du rendement du portefeuille sur le marché marchand de l'Alberta est favorisée par la diversité des types de sources d'énergie, ce qui facilite la gestion du portefeuille. Cela nous fournit également des capacités qui peuvent être monétisées sous forme de production d'énergie ou de services auxiliaires. Une partie importante de la capacité de production thermique du portefeuille a été couverte de façon à garantir davantage les flux de trésorerie. La stratégie de couverture de la Société

comprend le maintien d'une base importante de clients commerciaux et industriels et est assortie de couvertures financières.

Pendant les périodes de faibles prix du marché, la Société peut choisir de ne pas produire d'électricité à partir de ses centrales thermiques et de monétiser ses positions de couverture ou de contrat, faisant en sorte que la variation des produits des activités ordinaires ne soit pas liée à la variation de la production. Au cours des périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2024, il y a eu des périodes de faibles prix du marché, et la Société a choisi de ne pas produire d'électricité à partir de ses centrales thermiques. Par conséquent, la production d'électricité thermique vendue dans le cadre de contrats commerciaux et industriels et de couvertures financières dépassait la production marchande réelle.

Le portefeuille de centrales hydroélectriques de l'Alberta offre des services auxiliaires et des produits de fiabilité du réseau, comme un service de redémarrage à froid en cas de panne généralisée dans la province et des mesures d'atténuation de la sécheresse par une régulation systématique du débit des rivières.

Nos portefeuilles de centrales hydroélectriques et de parcs éoliens en Alberta offrent un flux constant de crédits environnementaux aux fins d'atteindre les objectifs ESG.

	2024					2023				
Trois mois clos les 30 sept.	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz	Transition énergétique	Total	Hydro-électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz	Transition énergétique	Total
Capacité installée brute (MW)	834	766	1 963	—	3 563	834	766	1 960	—	3 560
Total de la production ¹ (GWh)	422	332	2 072	—	2 826	434	323	2 335	—	3 092
Production visée par des contrats (GWh)	—	160	587	—	747	—	135	137	—	272
Production marchande (GWh)	422	172	1 485	—	2 079	434	188	2 198	—	2 820
Achats d'électricité (GWh)	—	—	(207)	—	(207)	—	—	(37)	—	(37)
Production visée par des couvertures (GWh)	159	22	2 184	—	2 365	148	32	1 939	—	2 119
Production visée par des contrats ou couverte (%)	38 %	55 %	134 %	— %	110 %	34 %	52 %	89 %	— %	77 %
Production visée par des couvertures en pourcentage de la capacité installée brute (%)	9 %	1 %	51 %	— %	40 %	8 %	2 %	45 %	— %	27 %
Produits des activités ordinaires ² (\$)	101	14	212	1	328	157	22	325	2	506
Combustible (\$)	2	2	65	—	69	2	3	79	—	84
Achats d'électricité (\$)	1	—	12	—	13	1	1	8	—	10
Coût de conformité lié au carbone (\$)	—	—	34	—	34	—	—	30	—	30
Marge brute (\$)	98	12	101	1	212	154	18	208	2	382

1) Le total de la production inclut la production visée par des contrats et la production marchande.

2) Les produits des activités ordinaires ont été ajustés pour exclure l'incidence des profits ou pertes latents liés à la réévaluation à la valeur de marché et pour inclure les profits et pertes réalisés sur les positions de change dénouées.

2024

2023

Neuf mois clos les 30 sept.	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz	Transition énergétique	Total	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire	Gaz	Transition énergétique	Total
Capacité installée brute (MW)	834	766	1 963	—	3 563	834	766	1 960	—	3 560
Total de la production ¹ (GWh)	1 076	1 362	6 221	—	8 659	1 214	1 163	6 394	—	8 771
Production visée par des contrats (GWh)	—	671	1 729	—	2 400	—	421	423	—	844
Production marchande (GWh)	1 076	691	4 492	—	6 259	1 214	742	5 971	—	7 927
Achats d'électricité (GWh)	—	—	(633)	—	(633)	—	—	(100)	—	(100)
Production visée par des couvertures (GWh)	353	91	5 997	—	6 441	319	139	5 489	—	5 947
Production visée par des contrats ou couverte (%)	33 %	56 %	124 %	— %	102 %	26 %	48 %	92 %	— %	77 %
Production visée par des couvertures en pourcentage de la capacité installée brute (%)	7 %	2 %	47 %	— %	36 %	6 %	3 %	43 %	— %	26 %
Produits des activités ordinaires ^{2,3} (\$)	298	81	652	4	1 035	438	92	862	4	1 396
Combustible (\$)	5	8	211	—	224	5	12	231	—	248
Achats d'électricité (\$)	6	2	46	—	54	7	3	24	—	34
Coût de conformité lié au carbone ³ (\$)	—	—	91	1	92	—	—	81	—	81
Marge brute (\$)	287	71	304	3	665	426	77	526	4	1 033

1) Le total de la production inclut la production visée par des contrats et la production marchande.

2) Les produits des activités ordinaires ont été ajustés pour exclure l'incidence des profits ou pertes latents liés à la réévaluation à la valeur de marché et pour inclure les profits et pertes réalisés sur les positions de change dénouées.

3) Les ventes intersociétés de crédits d'émission du secteur Hydroélectricité au secteur Gaz ont été éliminées à la consolidation dans le secteur Siège social. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

La **production totale** pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2024 a été de respectivement 2 826 GWh et 8 659 GWh, comparativement à 3 092 GWh et 8 771 GWh pour les périodes correspondantes de 2023. La diminution de respectivement 266 GWh et 112 GWh, ou 9 % et 1 %, est principalement attribuable aux facteurs suivants :

- une diminution de la production en raison de la baisse des prix de l'électricité dans le secteur Gaz;
- une diminution de la production des actifs hydroélectriques en Alberta découlant de la baisse des ressources hydriques et du nombre accru d'interruptions planifiées comparativement aux périodes correspondantes de l'exercice précédent; le tout en partie contrebalancé par :
- l'ajout du parc éolien Garden Plain mis en service en août 2023.

Les **volumes de production couverts** pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2024 ont augmenté par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2023. En prévision du risque de la baisse des prix en 2024, la Société a déployé une stratégie défensive visant à augmenter les couvertures financières du portefeuille d'actifs marchands à des marges avantageuses. Les profits et les pertes réalisés sur les couvertures financières sont inclus dans les Produits des activités ordinaires présentés dans le tableau ci-dessus.

La **marge brute** pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2024 s'est élevée à respectivement 212 millions de dollars et 665 millions de dollars, en comparaison de celle de respectivement 382 millions de dollars et 1 033 millions de dollars pour les

périodes correspondantes de 2023. Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2024, la diminution de 170 millions de dollars, ou 45 %, est principalement attribuable aux facteurs suivants :

- l'incidence de la baisse des prix de l'électricité au comptant en Alberta, en partie contrebalancée par :
- la hausse des produits tirés des attributs environnementaux et fiscaux en raison de l'accroissement des ventes de crédits d'émission à des tiers et des ventes intersociétés du secteur Hydroélectricité au secteur Gaz;
- la hausse des profits réalisés sur les couvertures financières liées à l'électricité réglées au cours de la période; et
- la baisse des coûts liés au gaz naturel.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2024, la diminution de 368 millions de dollars, ou 36 %, est principalement attribuable aux facteurs suivants :

- l'incidence de la baisse des prix de l'électricité au comptant en Alberta, en partie compensée par :
- la hausse des profits réalisés sur les couvertures financières réglées au cours de la période;
- la hausse des produits tirés des attributs environnementaux et fiscaux en raison de l'accroissement des ventes de crédits d'émission à des tiers et des ventes intersociétés du secteur Hydroélectricité au secteur Gaz; et
- l'utilisation de crédits d'émission dans le secteur Gaz au deuxième trimestre de 2024 pour régler une partie de l'obligation liée aux émissions de GES de 2023.

Le tableau qui suit présente de l'information sur le portefeuille de centrales électriques en Alberta de la Société :

Trois mois clos les 30 sept. Neuf mois clos les 30 sept.

	2024	2023	2024	2023
Marché de l'Alberta				
Prix moyen de l'électricité au comptant par MWh	55	152	67	151
Prix du gaz naturel (AECO) par GJ	0,67	2,49	1,24	2,65
Coûts de conformité liés au carbone par tonne	80	65	80	65
Résultats du portefeuille de centrales électriques en Alberta				
Prix marchand de l'électricité réalisé par MWh ¹	90	140	91	136
Prix de l'électricité au comptant par MWh, énergie hydroélectrique	83	195	95	192
Prix de l'électricité au comptant par MWh, énergie éolienne	35	103	40	89
Prix de l'électricité au comptant par MWh, secteur Gaz	73	173	84	174
Prix au comptant par MWh, services auxiliaires des centrales hydroélectriques	55	82	48	78
Prix moyen de l'électricité couvert par MWh	85	120	86	117
Volume couvert (GWh)	2 365	2 119	6 441	5 947
Coûts du combustible par MWh ²	34	36	36	39
Coûts de conformité liés au carbone par MWh ³	19	13	16	13

1) Le prix de l'électricité marchand réalisé par le portefeuille de centrales électriques en Alberta correspond au prix moyen réalisé par suite des ventes marchandes d'électricité et des activités d'optimisation du portefeuille de la Société (compte non tenu des actifs visés par des contrats à long terme et des produits des services auxiliaires), divisé par le total des GWh produits sur une base marchande.

2) Les coûts du combustible par MWh sont calculés en fonction de la production provenant des centrales émettrices de carbone dans les secteurs Gaz et Transition énergétique.

3) Les coûts de conformité liés au carbone par MWh sont calculés en fonction de la production provenant des centrales émettrices de carbone et de l'électricité achetée dans les secteurs Gaz et Transition énergétique.

Le **prix moyen de l'électricité au comptant par MWh** pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2024 a diminué, passant de respectivement 152 \$ par MWh et 151 \$ par MWh en 2023 à 55 \$ par MWh et 67 \$ par MWh en 2024, principalement en raison :

- de la hausse de la production attribuable à l'ajout du nouvel approvisionnement en énergie éolienne et en énergie solaire et en gaz sur le marché par rapport aux périodes précédentes;
- d'une baisse des prix du gaz naturel; et
- des températures plus douces par rapport aux périodes correspondantes de 2023.

Le **prix marchand de l'électricité réalisé** par MWh de production pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2024 a diminué de respectivement 50 \$ par MWh et 45 \$ par MWh, comparativement à celui des périodes correspondantes de 2023, bien qu'il ait été considérablement plus élevé que les prix au comptant moyens de l'électricité au cours du trimestre, principalement en raison :

- d'une baisse des prix au comptant moyens de l'électricité attribuable aux facteurs susmentionnés; et
- d'une baisse des prix de couverture par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2023.

Les coûts du **combustible** par MWh pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2024 ont diminué de respectivement 2 \$ par MWh et 3 \$ par MWh, par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2023, principalement en raison de la baisse des prix du gaz naturel.

Les **coûts de conformité liés au carbone** par MWh de production pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2024 ont augmenté de respectivement 6 \$ par MWh et 3 \$ par MWh, par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2023, surtout en raison :

- de l'augmentation de la tarification du carbone, qui est passée de 65 \$ la tonne à 80 \$ la tonne, en partie contrebalancée par :
- l'utilisation de crédits d'émission au deuxième trimestre de 2024 pour régler une partie de l'obligation liée aux émissions de GES de 2023.

Principales informations trimestrielles

Nos résultats sont à caractère saisonnier en raison de la nature du marché de l'électricité et des coûts du combustible connexes. Les coûts d'entretien sont souvent plus élevés au printemps et à l'automne, lorsque les prix de l'électricité sont censés être inférieurs, alors qu'ils augmentent habituellement pendant les périodes de pointe de l'hiver et de l'été sur nos principaux marchés en raison des charges requises pour le chauffage ou la climatisation. Les marges sont également touchées de manière générale durant le deuxième trimestre en raison du volume de

production hydroélectrique provenant de l'écoulement printanier et des précipitations dans le Nord-Ouest Pacifique, qui a une incidence sur la production à la centrale de Centralia. En ce qui concerne les actifs hydroélectriques en Alberta, la production hydroélectrique est touchée par l'optimisation de l'approvisionnement en eau afin de faciliter la production pendant les périodes de demande accrue à l'été et à l'hiver. À l'opposé, les vents sont historiquement plus forts pendant les mois froids de l'hiver et plus faibles pendant les mois chauds de l'été.

	T4 2023	T1 2024	T2 2024	T3 2024
Produits des activités ordinaires	624	947	582	638
Coûts de conformité liés au carbone	27	40	(8)	41
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	150	134	144	143
Amortissement	132	124	131	133
Résultat avant impôts sur le résultat	(35)	267	94	9
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(84)	222	56	(36)
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué ¹	(0,27)	0,72	0,18	(0,12)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	310	244	108	229

	T4 2022	T1 2023	T2 2023	T3 2023
Produits des activités ordinaires	854	1 089	625	1 017
Coûts de conformité liés au carbone	27	32	25	28
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	157	124	134	131
Amortissement	188	176	173	140
Résultat avant impôts sur le résultat	7	383	79	453
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(163)	294	62	372
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué ¹	(0,61)	1,10	0,23	1,41
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	351	462	11	681

1) Le résultat net de base et dilué par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires est calculé à chaque période à l'aide du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation de base et dilué, respectivement, pendant la période. Ainsi, la somme des résultats par action pour les quatre trimestres représentant l'année civile peut parfois différer du résultat par action annuel.

Les événements suivants ont eu une incidence sur les résultats d'exploitation :

- la mise en service du parc éolien Garden Plain au troisième trimestre de 2023, du parc solaire dans le nord de la région de Goldfields au quatrième trimestre de 2023, du parc éolien White Rock West au premier trimestre de 2024 et des parcs éoliens White Rock East et Horizon Hill au deuxième trimestre de 2024; et
- la réfection des unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills qui s'est poursuivie de l'exercice 2022 au quatrième trimestre de 2023.

En plus d'avoir subi les incidences des événements susmentionnés, les produits des activités ordinaires ont été touchés par :

- la hausse de la production aux premier, deuxième et troisième trimestres de 2024 par rapport aux périodes correspondantes de l'exercice précédent;

- la baisse des prix réalisés au quatrième trimestre de 2023 et aux premier, deuxième et troisième trimestres de 2024 par rapport aux périodes correspondantes des exercices précédents, en raison d'une baisse des volumes d'électricité importée des marchés limitrophes et d'une hausse des prix de l'électricité pendant les périodes où les pannes coïncident et où la production d'énergie renouvelable est plus faible. La tarification a également été influencée par les ajouts de nouvel approvisionnement en gaz naturel, en énergie éolienne et en énergie solaire sur le marché; et
- les répercussions des profits latents liés à la réévaluation à la valeur de marché et des pertes découlant des positions de couverture et de dérivés.

Les coûts de conformité liés au carbone ont été touchés par :

- la hausse des coûts du carbone par tonne. En 2022, le coût du carbone s'élevait à 50 \$ la tonne et a augmenté pour passer de 65 \$ la tonne en 2023 à 80 \$ la tonne en 2024;
- l'utilisation, au deuxième trimestre de 2024, de crédits d'émission générés en interne ou achetés en externe pour régler une partie de l'obligation liée aux émissions de GES de 2023 a permis de réduire les coûts de conformité liés au carbone.

Les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ont été touchées par la hausse des coûts aux premier, deuxième et troisième trimestres de 2024 par rapport à celles des périodes correspondantes de l'exercice précédent en raison d'une

hausse des dépenses visant des initiatives stratégiques de croissance.

L'amortissement au cours des quatre derniers trimestres a diminué par rapport à celui des périodes correspondantes de l'exercice précédent en raison des révisions de la durée d'utilité de certaines installations effectuées au troisième trimestre de 2023.

Le résultat avant impôts sur le résultat a été touché par ce qui suit :

- les éléments susmentionnés;
- la baisse des prix du gaz naturel au cours des quatre derniers trimestres par rapport aux périodes correspondantes de l'exercice précédent;
- l'incidence des variations de la provision pour frais de démantèlement d'actifs mis hors service provenant des variations des flux de trésorerie estimatifs aux troisième trimestres de 2023 et de 2024 et des changements dans les durées d'utilité comptabilisés au troisième trimestre de 2023;
- la comptabilisation de dommages-intérêts prédéterminés recouvrables attribuables à une disponibilité des éoliennes inférieure à la cible contractuelle au parc éolien Windrise à chacun des trimestres, et la comptabilisation de montants plus élevés au premier trimestre de 2023; et
- des profits tirés de la vente d'actifs comptabilisés au quatrième trimestre de 2022.

Les fluctuations des charges d'impôt exigible et d'impôt différé en fonction du résultat avant impôt ont eu une incidence sur le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires au cours des trimestres.

Stratégie et capacité de produire des résultats

Notre objectif stratégique est d'investir dans des solutions d'électricité propre et fiable qui répondent aux besoins et aux objectifs de nos clients et de nos collectivités. Nous investissons de manière rigoureuse et prudente afin de fournir à nos actionnaires des rendements ajustés en fonction du risque appropriés. Pour soutenir cette stratégie, nous maintenons une filière solide de possibilités de projets d'environ 5 GW axés sur l'hydroélectricité, l'énergie éolienne, l'énergie solaire, le stockage d'énergie et le gaz.

Le 21 novembre 2023, la Société a mis à jour ses cibles de croissance stratégiques sur cinq ans et son plan de croissance de l'électricité propre. La Société a établi six priorités stratégiques pour orienter sa démarche de 2024 à 2028. Se reporter à la rubrique «Stratégie et capacité de produire des résultats» et à la rubrique «Priorités stratégiques et plan de croissance de l'électricité propre jusqu'en 2028» du rapport de gestion annuel pour plus de précisions.

Décisions relatives à l'affectation du capital

En février 2024, la Société a fait l'annonce d'un programme amélioré de rachat d'actions ordinaires pour 2024 aux termes duquel un montant maximal de 150 millions de dollars serait affecté au rachat d'actions ordinaires. Dans le contexte actuel, la Société est convaincue que le programme amélioré de rachat d'actions constitue une façon appropriée et équilibrée d'utiliser le capital, tout en lui permettant de rechercher des occasions de croissance générant un bon rendement. Nous demeurons résolus à concrétiser nos priorités de répartition du capital et à rembourser du capital à nos actionnaires.

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2024, la Société a racheté et annulé un total de 11 814 700 actions ordinaires à un prix moyen de 9,65 \$ par action ordinaire, pour un coût total de 114 millions de dollars, incluant les taxes.

Projets à un stade de développement avancé

Les projets à un stade de développement avancé ont fait l'objet d'une étude détaillée, sont à une position avancée de la file d'attente aux fins d'interconnexion ou poursuivent des occasions d'enlèvement. Les projets à un stade de développement avancé approchent de la prise de décision d'investissement définitive et n'ont pas obtenu l'approbation finale du conseil d'administration à la date de clôture.

Le tableau qui suit présente le portefeuille de projets de croissance futurs qui en sont actuellement à un stade de développement avancé :

Projet	Type	Région	Date d'investissement cible	MW
Tempest	Énergie éolienne	Alberta	En attente	100
WaterCharger	Stockage par batteries	Alberta	En attente	180
Pinnacle 1 et 2	Gaz	Alberta	En attente	44

Projets aux premiers stades de développement

Les projets aux premiers stades de développement en sont aux premiers stades de développement et peuvent ou non se concrétiser. En règle générale, ces projets auront :

- recueilli des données météorologiques;
- commencé à obtenir le contrôle des terrains;
- entrepris des études environnementales;
- confirmé l'accès approprié au transport;
- amorcé les processus préliminaires d'obtention des permis et d'autres approbations réglementaires.

Le tableau ci-après présente le portefeuille de projets de croissance futurs qui en sont actuellement aux premiers stades de développement :

Projet	Type	Région	Décision d'investissement définitive – date prévue ¹	MW
Canada				
Stockage par batteries – Nouveau-Brunswick	Batteries	Nouveau-Brunswick	2026	10
Parc solaire Sunhills	Énergie solaire	Alberta	2026	170
Projet de stockage d'énergie par pompage de Tent Mountain ²	Hydroélectricité	Alberta	2029	160
Provost	Énergie éolienne	Alberta	2027	170
Red Rock	Énergie éolienne	Alberta	2027	100
Unité 1 de Willow Creek	Énergie éolienne	Alberta	2027	70
Unité 2 de Willow Creek	Énergie éolienne	Alberta	2027	70
Antelope Coulee	Énergie éolienne	Saskatchewan	2027+	200
Autres possibilités au Canada	Énergie éolienne	Divers	2026+	190
Projet de centrale de pompage de Brazeau	Hydroélectricité	Alberta	À déterminer	300-900
Réaménagement – Énergie thermique en Alberta ³	Divers	Alberta	À déterminer	400-1200
Total				1 840 - 3 240
États-Unis				
Swan Creek	Énergie éolienne	Nebraska	2025	126
Dos Rios	Énergie éolienne	Oklahoma	2025	242
Cotton Belle 1	Énergie solaire	Texas	2026	104
Cotton Belle 2	Énergie solaire	Texas	2026	81
Square Top	Énergie solaire	Oklahoma	2026	195
Old Town	Énergie éolienne	Illinois	2026	185
Canadian River	Énergie éolienne	Oklahoma	2026	250
Big Timber	Énergie éolienne	Pennsylvanie	2026	50
Trapper Valley	Énergie éolienne	Wyoming	2027+	225
Wild Waters	Énergie éolienne	Minnesota	2027+	40
Autres possibilités aux États-Unis	Énergie éolienne	Divers	2026+	144
Réaménagement du site de la centrale de Centralia ³	Divers	Washington	À déterminer	500-1000
Total				2 142 - 2 642
Australie				
Parc solaire Boodarie	Énergie solaire	Australie-Occidentale	2025	50
Autres possibilités en Australie	Gaz, énergie solaire, transport	Australie-Occidentale	2025+	115
Total				165
Canada, États-Unis et Australie				4 147 - 6 047

1) La date prévue de la prise de décision d'investissement définitive est à déterminer.

2) Représente la participation de 50 % de la Société dans le complexe d'énergie renouvelable de Tent Mountain.

3) La Société s'affaire à évaluer les possibilités de réaménagement de ces sites désaffectés.

Projets en construction

Le projet suivant, qui est visé par un CAÉ, a été approuvé par le conseil d'administration et est en cours de construction. Ce projet sera financé au moyen des liquidités existantes à court terme.

Nous continuerons d'explorer des solutions de financement permanentes pour chacun des actifs.

Projet	Type	Région	MW	Total du projet (en millions)		Dépenses engagées à ce jour	Date d'achèvement prévue	Durée du CAÉ	BAIIA annuel moyen ¹	État
				Dépenses estimées						
Australie										
Mise à niveau du réseau Mount Keith West	Transport	WA	s. o.	37 \$ AU — 40 \$ AU	14 \$ AU	T2 2025	14	6 \$ AU – 7 \$ AU	• Commandes d'équipement passées • Conception détaillée et planification de l'exécution en cours • Projet en voie d'être achevé dans les délais	
Total ²			s. o.	34 \$ — 36 \$	12 \$			6 \$ - 7 \$		

- 1) Cet élément n'est pas défini et n'a pas de signification normalisée selon les IFRS, et est de nature prospective. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.
- 2) Le total des dépenses prévues et le BAIIA annuel moyen ont été convertis selon le taux de change à terme du dollar canadien pour 2024. Les dépenses engagées à ce jour ont été converties selon le taux de clôture à la fin de la période.

Situation financière

Le tableau qui suit présente les variations importantes dans les états de la situation financière consolidés résumés intermédiaires non audités du 31 décembre 2023 au 30 septembre 2024 :

	30 sept. 2024	31 déc. 2023	Augmentation (diminution)
Actif			
Actifs courants			
Trésorerie et équivalents de trésorerie	401	348	53
Actifs de gestion du risque	232	151	81
Autres actifs courants ¹	1 057	1 081	(24)
Total des actifs courants	1 690	1 580	110
Actifs non courants			
Actifs de gestion du risque	100	52	48
Immobilisations corporelles, montant net	5 545	5 714	(169)
Autres actifs non courants ²	1 319	1 313	6
Total des actifs non courants	6 964	7 079	(115)
Total de l'actif	8 654	8 659	(5)
Passif			
Passifs courants			
Dettes fournisseurs et charges à payer	640	797	(157)
Passifs de gestion du risque	193	314	(121)
Titres échangeables ³	747	—	747
Autres passifs courants ⁴	695	631	64
Total des passifs courants	2 275	1 742	533
Passifs non courants			
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations locatives	2 879	2 934	(55)
Titres échangeables	—	744	(744)
Passifs de gestion du risque (non courants)	299	274	25
Obligations au titre des prestations définies et autres passifs non courants	212	251	(39)
Autres passifs non courants ⁵	1 068	1 050	18
Total des passifs non courants	4 458	5 253	(795)
Total du passif	6 733	6 995	(262)
Capitaux propres			
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	1 814	1 537	277
Participations ne donnant pas le contrôle	107	127	(20)
Total des capitaux propres	1 921	1 664	257
Total du passif et des capitaux propres	8 654	8 659	(5)

1) Comprennent les créances clients et autres débiteurs, les liquidités soumises à restrictions, les charges payées d'avance et autres, et les stocks.

2) Comprennent les placements, la partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement, les actifs au titre de droits d'utilisation, les immobilisations incorporelles, le goodwill, les actifs d'impôt différé et les autres actifs.

3) Classés en tant que passifs courants, car leur option de conversion peut être exercée en tout temps après le 1^{er} janvier 2025 au gré de Brookfield, même s'il n'y a aucune obligation de remettre de la trésorerie. Se reporter à la rubrique «Modifications comptables» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

4) Comprennent le découvert bancaire, la partie courante de la provision pour frais de démantèlement et autres provisions, la partie courante des passifs sur contrats, les impôts sur le résultat à payer, les dividendes à verser et la partie courante de la dette à long terme et des obligations locatives.

5) Comprennent la provision pour frais de démantèlement et autres provisions non courantes, les passifs d'impôt différé et les passifs sur contrats.

Les variations importantes dans les états de la situation financière consolidés résumés de TransAlta se présentent comme suit :

Fonds de roulement

Le déficit des actifs courants sur les passifs courants, y compris la partie courante de la dette à long terme et des obligations locatives, s'élevait à 585 millions de dollars au 30 septembre 2024 (déficit de 162 millions de dollars au 31 décembre 2023).

Les actifs courants ont augmenté de 110 millions de dollars, passant de 1 580 millions de dollars au 31 décembre 2023 à 1 690 millions de dollars au 30 septembre 2024, en raison surtout :

- d'une augmentation des actifs de gestion du risque attribuable principalement à la volatilité des prix du marché; et
- d'une hausse de la trésorerie et des équivalents de trésorerie.

Les passifs courants ont augmenté de 533 millions de dollars, passant de 1 742 millions de dollars au 31 décembre 2023 à 2 275 millions de dollars au 30 septembre 2024, en raison surtout :

- du classement des titres échangeables en tant que passifs courants, car leur option de conversion peut être exercée en tout temps après le 1^{er} janvier 2025 au gré de Brookfield, même s'il n'y a aucune obligation de remettre des équivalents de trésorerie et le porteur ne peut exiger de remboursement. Se reporter à la rubrique «Modifications comptables» du présent rapport de gestion pour plus de précisions. Le tout a été contrebalancé par :
- la diminution des dettes fournisseurs et charges à payer principalement attribuable à la baisse des coûts à payer et à la baisse des dépenses d'investissement; et
- la baisse des passifs de gestion du risque attribuable à la volatilité des prix du marché.

Actifs non courants

Les actifs non courants s'établissaient à 6 964 millions de dollars au 30 septembre 2024, en baisse de 115 millions de dollars par rapport à 7 079 millions de dollars au 31 décembre 2023, en raison surtout :

- d'une baisse des immobilisations corporelles résultant d'une dépréciation; en partie contrebalancée par :
- des ajouts d'immobilisations de 200 millions de dollars; et
- d'une augmentation des actifs de gestion du risque attribuable principalement à la volatilité des prix du marché.

Passifs non courants

Les passifs non courants s'établissaient à 4 458 millions de dollars au 30 septembre 2024, en baisse de 795 millions de dollars par rapport à 5 253 millions de dollars au 31 décembre 2023, en raison surtout :

- du reclassement des titres échangeables dans les passifs courants;
- d'une diminution des emprunts nets sur les facilités de crédit;
- d'une baisse des passifs sur contrats d'électricité au détail attribuable à l'amortissement comptabilisé sur les volumes livrés; le tout en partie contrebalancé par :
- la hausse des passifs de gestion du risque attribuable à la volatilité des prix du marché sur plusieurs marchés.

Total des capitaux propres

Au 30 septembre 2024, l'augmentation de 257 millions de dollars du total des capitaux propres était attribuable à :

- un résultat net de 282 millions de dollars; et
- des profits nets sur les instruments dérivés provenant des couvertures de flux de trésorerie de 147 millions de dollars; le tout en partie contrebalancé par :
- le rachat d'actions dans le cadre de l'OPRA d'un montant de 114 millions de dollars; et
- les distributions de 34 millions de dollars versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle.

Capital financier

La Société s'attache à maintenir un bilan et une situation financière solides afin de disposer d'un capital financier suffisant.

Structure du capital

La structure du capital comprend les composantes qui suivent :

	30 sept. 2024		31 déc. 2023	
	\$	%	\$	%
Montant net des titres de créance non garantis de premier rang				
Dette avec recours – débetures en dollars canadiens	251	4	251	5
Dette avec recours – billets de premier rang en dollars américains	931	16	911	17
Facilités de crédit	397	7	397	7
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie ¹	(401)	(8)	(345)	(6)
Déduire : autres éléments de trésorerie et actifs liquides ²	2	—	5	—
Montant net des titres de créance non garantis de premier rang	1 180	19	1 219	23
Autres passifs				
Débetures échangeables	347	6	344	6
Dette sans recours				
Obligation de TAPC Holdings LP	78	1	85	1
Obligation de Pingston	39	1	39	1
Obligation des parcs éoliens de Melancthon et Wolfe	151	3	168	3
Obligation du parc éolien de New Richmond	98	2	103	2
Obligation du parc éolien de Kent Hills	183	3	193	3
Obligation du parc éolien Windrise	160	3	164	3
Dette sans recours de South Hedland	696	12	691	13
Obligation d'OCP	192	3	217	4
Liquidités soumises à restrictions d'OCP LP ³	(17)	—	(17)	—
Financement donnant droit à des avantages fiscaux aux États-Unis	98	2	104	1
Obligations locatives	144	3	143	3
Total de la dette nette consolidée^{4, 5, 6}	3 349	58	3 453	63
Actions privilégiées échangeables ⁶	400	7	400	7
Capitaux propres attribuables aux actionnaires				
Actions ordinaires	3 191	57	3 285	60
Actions privilégiées	942	17	942	17
Surplus d'apport, déficit et cumul des autres éléments du résultat global	(2 319)	(41)	(2 690)	(49)
Participations ne donnant pas le contrôle	107	2	127	2
Total du capital	5 670	100	5 517	100

1) La trésorerie et les équivalents de trésorerie sont présentés déduction faite du découvert bancaire.

2) Comprennent la juste valeur des instruments de couverture économiques et désignés de la dette, la valeur comptable de la dette connexe étant tributaire des variations des taux de change.

3) Principal des liquidités soumises à restrictions de TransAlta OCP LP liées aux obligations de TransAlta OCP LP puisque ces liquidités sont soumises à restrictions spécifiquement pour rembourser la dette en cours.

4) Ces éléments ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion pour plus de précisions, y compris les rapprochements avec les mesures établies selon les IFRS.

5) Ces montants ne tiennent pas compte du financement donnant droit à des avantages fiscaux pour le parc éolien Skookumchuck, une coentreprise comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.

6) Le total de la dette nette consolidée ne tient pas compte des actions privilégiées échangeables étant donné que, à des fins de crédit, elles sont considérées comme des capitaux propres assortis de paiements de dividendes.

Entre 2024 et 2026, un montant de 720 millions de dollars de la dette viendra à échéance, y compris un montant de 400 millions de dollars de dette avec recours lié à la facilité à terme, le solde étant principalement lié aux remboursements prévus de la dette sans recours. Les titres échangeables de 750 millions de dollars peuvent être échangés, au plus tôt, le 1^{er} janvier 2025.

Facilités de crédit

Les facilités de crédit de la Société sont présentées dans le tableau suivant :

Au 30 septembre 2024		Crédit utilisé			
Facilités de crédit	Montant total	Lettres de crédit en cours ¹	Montants prélevés	Capacité disponible	Échéance
Facilités consenties					
Facilité de crédit consortiale	1 950	455	—	1 495	T2 2028
Facilités de crédit bilatérales	240	158		82	T2 2026
Facilité à terme	400	—	400	—	T3 2025
Total des facilités consenties	2 590	613	400	1 577	
Facilités sans engagement					
Facilités à vue	400	204	—	196	s. o.
Total des facilités sans engagement	400	204	—	196	

1) TransAlta est tenue d'émettre des lettres de crédit et des garanties au comptant afin de garantir les obligations éventuelles à l'égard de certaines parties, y compris celles liées aux obligations environnementales, aux activités de gestion du risque et de couverture liées aux produits de base, aux obligations au titre du régime de retraite, aux projets de construction et aux obligations d'achat. Les lettres de crédit prélevées sur les facilités sans engagement réduisent la capacité disponible sur les facilités de crédit consortiales consenties.

Au cours du deuxième trimestre de 2024, la facilité à terme de 400 millions de dollars a été renouvelée, et l'échéance a été prolongée d'un an, soit jusqu'en septembre 2025. Les échéances de la facilité consortiale et des facilités bilatérales ont également été prolongées d'un an, soit respectivement jusqu'en juin 2028 et 2026.

Dette sans recours et autres dettes

Les obligations sans recours de Melancthon Wolfe Wind LP, de TAPC Holdings LP, de New Richmond Wind LP, de Kent Hills Wind LP, de Windrise Wind LP et de TEC Hedland Pty Ltd. et les obligations de TransAlta OCP LP sont assujetties aux conditions financières habituelles et aux clauses restrictives qui pourraient limiter la capacité de la Société d'accéder aux fonds générés par les activités des centrales. Si certains tests de distribution (effectués généralement une fois par trimestre) sont réussis, les fonds peuvent être distribués par les filiales à leur société mère respective. Ces conditions comprennent l'atteinte d'un ratio de couverture du service de la dette avant la

distribution, lequel a été atteint par ces entités au troisième trimestre de 2024, à l'exception de Kent Hills Wind LP. Les fonds de l'entité qui se sont accumulés depuis le test du troisième trimestre ne seront pas distribués avant que le test relatif à la couverture du service de la dette ne soit effectué au quatrième trimestre de 2024. Au 30 septembre 2024, un montant en trésorerie de 56 millions de dollars était assujetti à ces restrictions financières (79 millions de dollars au 31 décembre 2023).

Au 30 septembre 2024, les autres entités de la Société étaient dans l'incapacité d'avoir accès à une tranche de 7 millions de dollars (8 millions de dollars australiens) des fonds détenus par TEC Hedland Pty Ltd. étant donné que les fonds ne peuvent être utilisés que par les entités responsables des projets aux fins du paiement de coûts d'entretien importants.

En outre, certaines obligations sans droit de recours requièrent l'établissement et le financement de comptes de réserve au moyen de trésorerie en dépôt et de lettres de crédit.

Rendements aux fournisseurs de capitaux

Produits d'intérêts et charges d'intérêts

Les composantes des produits d'intérêts et de la charge d'intérêts sont présentées ci-dessous :

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2024	2023	2024	2023
Produits d'intérêts	4	16	19	47
Intérêt sur la dette	49	51	148	152
Intérêt sur les débentures échangeables	7	7	22	22
Intérêt sur les actions privilégiées échangeables	7	7	21	21
Intérêts incorporés dans le coût de l'actif	—	(15)	(16)	(41)
Intérêts sur les obligations locatives	2	3	7	7
Frais liés à la facilité de crédit, frais bancaires et autres intérêts	6	6	14	17
Désactualisation des provisions	12	10	36	37
Charge d'intérêts	83	69	232	215

La diminution des produits d'intérêts est attribuable à la baisse des soldes de trésorerie. La charge d'intérêts a augmenté par rapport à celle de la période correspondante de 2023, du fait principalement d'une baisse des intérêts incorporés dans le coût de l'actif attribuable à l'achèvement de projets en immobilisations au premier semestre de 2024.

Capital social

Le tableau ci-dessous présente les actions ordinaires et privilégiées émises et en circulation :

	Nombre d'actions (en millions)		
Aux	4 nov. 2024	30 sept. 2024	31 déc. 2023 ¹
Actions ordinaires émises et en circulation à la fin de la période	298,4	298,5	308,6
Actions privilégiées			
Série A	9,6	9,6	9,6
Série B	2,4	2,4	2,4
Série C	10,0	10,0	10,0
Série D	1,0	1,0	1,0
Série E	9,0	9,0	9,0
Série G	6,6	6,6	6,6
Actions privilégiées émises et en circulation dans les capitaux propres	38,6	38,6	38,6
Série I – titres échangeables ²	0,4	0,4	0,4
Actions privilégiées émises et en circulation	39,0	39,0	39,0

1) Le nombre d'actions ordinaires émises et en circulation au 31 décembre 2023 ne tient pas compte de la provision visant le rachat de 1,7 million d'actions ordinaires dans le cadre du RAAA.

2) Brookfield Renewable Partners ou des membres du même groupe (collectivement, «Brookfield») a investi 400 millions de dollars en contrepartie d'actions privilégiées de premier rang rachetables au gré du porteur ou de l'émetteur, lesquelles constituent une partie des titres échangeables. Aux fins comptables, ces actions privilégiées sont considérées comme une dette et sont présentées comme telles dans les états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités.

Participations ne donnant pas le contrôle

Le 5 octobre 2023, la Société a acquis la totalité des actions ordinaires en circulation de TransAlta Renewables qui n'étaient pas déjà détenues, directement ou indirectement, par TransAlta et certaines de ses sociétés affiliées. Au 30 septembre 2024, TransAlta Renewables est une filiale en propriété exclusive et ne détient plus de participations ne donnant pas le contrôle.

Au 30 septembre 2024, la Société détenait une participation de 50,01 % dans TA Cogen (50,01 % au 30 septembre 2023) qui détient et exploite trois centrales de cogénération alimentées au gaz naturel (Ottawa, Windsor et Fort Saskatchewan) et une centrale alimentée au gaz naturel (Sheerness), ou qui possède une participation dans ces centrales. Au 30 septembre 2024, la Société détenait une participation de 83 % dans Kent Hills Wind LP (avant le 5 octobre 2023, l'information financière

liée à la participation ne donnant pas le contrôle de 17 % dans Kent Hills Wind LP figurait dans les informations présentées pour TransAlta Renewables), qui possède et exploite trois parcs éoliens.

Comme nous détenons une participation conférant le contrôle dans TA Cogen et Kent Hills Wind LP, nous avons consolidé la totalité des résultats, des actifs et des passifs relativement à ces filiales.

Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle comme présenté pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2024 a diminué de respectivement 32 millions de dollars et 82 millions de dollars, par rapport à celui des périodes correspondantes de 2023, en raison surtout de la baisse du résultat net de TA Cogen qui s'explique par la diminution des prix marchands sur le marché de l'Alberta et de l'acquisition de TransAlta Renewables le 5 octobre 2023.

Flux de trésorerie

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2024, la trésorerie et les équivalents de trésorerie ont diminué par rapport aux périodes correspondantes de 2023. Le 5 octobre 2023, la Société a versé une contrepartie totale

de 1,3 milliard de dollars comprenant 800 millions de dollars en trésorerie et 46 millions d'actions ordinaires d'une valeur de 514 millions de dollars pour l'acquisition de TransAlta Renewables, comme indiqué ci-dessus.

Le tableau suivant présente les variations importantes supplémentaires dans les tableaux des flux de trésorerie consolidés résumés intermédiaires non audités pour les périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2024 et 2023 :

Neuf mois clos les 30 sept.	2024	2023	Augmentation (diminution)
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	348	1 134	(786)
Flux de trésorerie liés aux :			
Activités d'exploitation	581	1 154	(573)
Activités d'investissement	(198)	(591)	393
Activités de financement	(335)	(455)	120
Incidence de la conversion sur la trésorerie en monnaies étrangères	5	(11)	16
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	401	1 231	(830)

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2024, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ont diminué par rapport à ceux de la période correspondante de 2023, en raison surtout de ce qui suit :

	Neuf mois clos les 30 sept.
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023	1 154
Diminution de la marge brute : Baisse des produits des activités ordinaires annulée par les profits latents liés aux activités de gestion du risque, contrebalancée en partie par la baisse des coûts du combustible et des achats d'électricité et des coûts de conformité liés au carbone	(433)
Augmentation de la charge d'impôt exigible attribuable à l'utilisation de l'ensemble des reports prospectifs de pertes autres qu'en capital au Canada en 2023, contrebalancée par une baisse du résultat avant impôts sur le résultat en 2024	(68)
Variation défavorable des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation : Baisse des dettes fournisseurs et charges à payer et hausse des garanties fournies du fait de la volatilité des prix du marché	(48)
Autres éléments sans effet de trésorerie	(24)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2024	581

Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2024, les flux de trésorerie liés aux activités d'investissement ont diminué par rapport à ceux de la période correspondante de 2023, en raison surtout de ce qui suit :

	Neuf mois clos les 30 sept.
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023	(591)
Diminution des ajouts aux immobilisations corporelles : En 2023, les ajouts visaient surtout la construction du parc éolien Garden Plain, du parc solaire dans le nord de la région de Goldfields et des projets de parcs éoliens White Rock et Horizon Hill. En 2024, les ajouts comprenaient les parcs éoliens White Rock et Horizon Hill.	441
Diminution du produit de la vente d'immobilisations corporelles : En 2023, la Société a conclu la vente d'équipement du secteur Transition énergétique provenant de l'unité 5 de la centrale de Sundance.	(25)
Diminution des produits tirés des nouveaux contrats de location-financement relatifs à l'expansion du réseau de transport de 132 kV à Mount Keith par rapport à ceux des contrats de location-financement relatifs à Southern Cross Energy	(25)
Divers	2
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2024	(198)

Flux de trésorerie liés aux activités de financement

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2024, les flux de trésorerie liés aux activités de financement ont diminué par rapport à ceux de la période correspondante de 2023, en raison surtout de ce qui suit :

	Neuf mois clos les 30 sept.
Flux de trésorerie liés aux activités de financement pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023	(455)
Diminution des emprunts sur les facilités de crédit	(35)
Diminution des pertes réalisées sur les instruments financiers	32
Baisse des distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle : Attribuable à la baisse du résultat net de TA Cogen résultant de la diminution des prix marchands sur le marché de l'Alberta et à la cessation du versement de distributions aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de TransAlta Renewables. Le 5 octobre 2023, la Société a acquis la totalité des actions ordinaires en circulation de TransAlta Renewables qui n'étaient pas déjà détenues, directement ou indirectement.	170
Hausse du rachat d'actions ordinaires dans le cadre de l'OPRA	(41)
Divers	(6)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2024	(335)

Autre analyse consolidée

Engagements

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2024, la Société n'a conclu aucun engagement contractuel supplémentaire, soit directement soit au moyen de ses participations dans des entreprises communes ou des coentreprises. Se reporter aux engagements présentés ailleurs dans les états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités et à ceux présentés dans les états financiers annuels audités de 2023.

Éventualités

Pour les principales éventualités en cours, se reporter à la note 36 des états financiers consolidés annuels audités de 2023. Il n'y a eu aucun changement important aux éventualités au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2024.

Contrats de gaz naturel et contrats de livraison

La Société est partie à des contrats de livraison de gaz naturel, lesquels comprennent des contrats de 15 ans pour la livraison d'une capacité pouvant aller jusqu'à 400 térajoules («TJ»)/jour de gaz naturel sur une base ferme liés aux centrales de Sundance et de Keephills se terminant entre 2036 et 2038. La Société utilise actuellement en moyenne 200 TJ/jour, et jusqu'à 350 TJ/jour pendant les périodes de demande accrue, et commercialise également une partie de l'excédent. De plus, elle est partie à des contrats de huit ans pour la livraison de 75 TJ/jour de gaz naturel sur une base ferme liés à la centrale de Sheerness se terminant entre 2030 et 2031.

La Société pourrait être tenue de comptabiliser les contrats pour la livraison de gaz naturel à titre de contrats déficitaires si l'une des centrales visées était mise hors service avant l'échéance des contrats de livraison.

Instruments financiers

Se reporter à la note 14 des états financiers consolidés annuels audités de 2023 et aux notes 10 et 11 des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités au 30 septembre 2024 et pour la période de neuf mois close à cette date pour obtenir des renseignements sur les instruments financiers.

Nous pouvons conclure des opérations sur des produits de base comportant des caractéristiques non standardisées pour lesquelles il n'y a pas de données du marché observables disponibles. Ces opérations sont définies comme des instruments de niveau III selon les IFRS. Les instruments de niveau III reposent sur des données d'entrée du marché non observables, et la juste

valeur est donc établie à l'aide de techniques d'évaluation. Les justes valeurs sont validées à l'aide d'autres hypothèses raisonnablement possibles à titre de données d'entrée de techniques d'évaluation, et toute différence importante est communiquée dans les notes des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités.

Au 30 septembre 2024, la valeur comptable du passif net au titre des instruments de niveau III s'élevait à 142 millions de dollars (passif net de 147 millions de dollars au 31 décembre 2023). Notre profil de gestion du risque et nos politiques à cet égard ont peu changé depuis le 31 décembre 2023.

Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS

Une mesure conforme aux IFRS additionnelle est un poste, une rubrique ou un total partiel qui facilite la compréhension des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités, mais qui ne constitue pas une exigence minimale selon les IFRS, ou une mesure financière qui facilite la compréhension des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités, mais qui n'est pas autrement présentée dans ces derniers. Nous avons ajouté les postes Marge brute et Résultats d'exploitation à nos comptes de résultat consolidés résumés intermédiaires non audités pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes les 30 septembre 2024 et 2023. La présentation de ces postes fournit à la direction et aux investisseurs une mesure du rendement d'exploitation qui est facilement comparable d'une période à l'autre.

Nous utilisons un certain nombre de mesures financières pour évaluer notre rendement et celui de nos secteurs d'activité, y compris des mesures et des ratios qui ne sont pas établis selon les IFRS, comme il est décrit ci-après. Sauf indication contraire, tous les montants sont en dollars canadiens et sont tirés de nos états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités préparés conformément aux IFRS. Nous estimons que ces montants, mesures et ratios non conformes aux IFRS, lus conjointement avec nos montants conformes aux IFRS, permettent aux lecteurs de mieux comprendre la manière dont la direction évalue les résultats.

Les montants, mesures et ratios non conformes aux IFRS n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS. Ils pourraient ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres sociétés et ne doivent pas être considérés isolément ou comme des mesures de remplacement de nos résultats établis selon les IFRS, ni comme étant plus significatifs que ceux-ci.

Mesures financières non conformes aux IFRS

Le BAIIA ajusté, les fonds provenant des activités d'exploitation, les flux de trésorerie disponibles, le total de la dette nette, le total de la dette nette consolidée et la dette nette ajustée sont des mesures non conformes aux IFRS qui sont présentées dans le présent rapport de gestion. Se reporter aux rubriques «Rendement financier et résultats d'exploitation sectoriels», «Principales informations trimestrielles», «Capital financier» et «Principaux ratios financiers non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion pour plus de précisions, y compris un rapprochement des mesures non conformes aux IFRS et de la mesure IFRS la plus comparable.

BAIIA ajusté

Chaque secteur d'activité est responsable de ses propres résultats d'exploitation, mesurés selon le BAIIA ajusté. Le BAIIA ajusté est, pour la direction, une mesure importante qui correspond à nos principaux résultats d'exploitation. Au deuxième trimestre de 2024, la composition du BAIIA comme présenté a été ajustée pour prendre en compte l'incidence des coûts de transaction et d'intégration liés à l'acquisition étant donné que la Société n'effectue pas fréquemment d'acquisitions d'entreprises, et que les coûts de transaction et d'intégration liés à l'acquisition ne reflètent pas le rendement des activités continues de la Société. Par conséquent, la Société a appliqué cette composition pour toutes les périodes présentées antérieurement. Les intérêts, les impôts et l'amortissement ne font pas partie de cette mesure puisque les écarts dans le traitement comptable pourraient fausser les résultats de nos principales activités. En outre, certains reclassements et ajustements sont effectués afin de mieux évaluer les résultats à l'exclusion des éléments qui peuvent ne pas refléter le rendement des activités continues. Cette présentation peut faciliter l'analyse des tendances par les lecteurs.

Les ajustements effectués sont décrits ci-après.

Ajustements des produits des activités ordinaires

- Certains actifs que nous détenons au Canada et en Australie sont entièrement visés par des contrats et sont comptabilisés à titre de contrats de location-financement selon les IFRS. À notre avis, il convient mieux de comptabiliser les paiements que nous recevons aux termes des contrats comme un paiement de capacité au titre des produits des activités ordinaires, plutôt qu'au titre des produits tirés des contrats de location financement et d'une diminution des créances au titre des contrats de location-financement.
- Le BAIIA ajusté est ajusté de façon à exclure l'incidence des profits ou pertes latents liés à la réévaluation à la valeur de marché et des profits ou pertes latents de change associés aux transactions sur des produits de base.
- Des ajustements sont apportés pour tenir compte des profits et pertes liés aux positions de change dénouées qui sont réglées en les compensant avec des positions de change connexes qui ont été comptabilisées dans la période au cours de laquelle les positions ont été réglées.

Ajustements des coûts du combustible et des achats d'électricité

- Lors de la mise en service de la centrale de South Hedland en juillet 2017, nous avons payé d'avance environ 74 millions de dollars en coûts de transport et de distribution de l'électricité. Les produits d'intérêts sont inscrits dans les frais payés d'avance. Nous reclassons ces produits d'intérêts à titre de réduction des coûts de transport et de distribution passés en charges à chaque période afin de refléter le coût net pour l'entreprise.

Ajustements des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration

- Les coûts de transaction et d'intégration liés à l'acquisition, qui comprennent principalement les frais juridiques et de consultation, ne sont pas inclus puisqu'ils ne reflètent pas le rendement des activités continues de la Société.

Ajustements du résultat qui s'ajoutent à ceux des intérêts, des impôts et de l'amortissement

- Les imputations pour dépréciation d'actifs et les reprises de dépréciation d'actifs ne sont pas incluses puisqu'il s'agit d'ajustements comptables qui ont une incidence sur l'amortissement et ne reflètent pas le rendement des activités continues.
- Les profits ou pertes sur les ventes d'actifs ou les profits et pertes de change ne sont pas inclus puisqu'ils ne font pas partie des résultats d'exploitation.

Ajustements pour tenir compte des placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence

- Au cours du quatrième trimestre de 2020, nous avons acquis une participation de 49 % dans le parc éolien Skookumchuck, qui est traitée à titre de placement comptabilisé selon la méthode de la mise en équivalence selon les IFRS et notre quote-part du résultat net est reflétée comme étant la quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence dans le compte de résultat selon les IFRS. Ce placement faisant partie de nos activités régulières de production d'électricité, nous avons inclus notre quote-part du BAIIA ajusté du parc éolien Skookumchuck dans notre BAIIA ajusté total. En outre, nous avons inclus notre quote-part des produits des activités ordinaires et des charges dans les résultats ajustés du secteur Énergie éolienne et énergie solaire afin de refléter la totalité des résultats opérationnels de ce placement. Nous n'avons pas inclus le BAIIA ajusté d'EMG International, LLC dans notre BAIIA ajusté total, étant donné qu'il ne représente pas nos activités régulières de production d'électricité.

BAIIA annuel moyen

Le BAIIA annuel moyen est une mesure financière non conforme aux IFRS de nature prospective, utilisée pour illustrer le BAIIA annuel moyen que le projet actuellement en construction devrait générer une fois achevé.

Fonds provenant des activités d'exploitation

Les fonds provenant des activités d'exploitation sont une mesure importante, car ils fournissent des indications sur le montant des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, avant les variations du fonds de roulement, et permettent d'évaluer les tendances des flux de trésorerie par rapport aux résultats des périodes antérieures. Les fonds provenant des activités d'exploitation sont une mesure non conforme aux IFRS.

Ajustements des flux de trésorerie d'exploitation

- Les fonds provenant des activités d'exploitation liés au parc éolien Skookumchuck, qui est traité comme un placement comptabilisé selon la méthode de la mise en équivalence selon les IFRS, et la quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence, déduction faite des distributions reçues des coentreprises, est comprise dans les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation selon les IFRS. Ce placement faisant partie de nos activités régulières de production d'électricité, nous avons inclus notre quote-part des fonds provenant des activités d'exploitation.
- Les paiements reçus relativement aux créances au titre des contrats de location-financement sont reclassés afin de refléter les flux de trésorerie d'exploitation.
- Nous procédons à des ajustements pour exclure les éléments compris dans les flux de trésorerie d'exploitation liés à la décision, en 2020, d'accélérer l'abandon du charbon ainsi que la fermeture de la mine de Highvale en 2021 (regroupés au poste «Provisions et ajustements liés à la transition vers l'énergie propre»).
- La trésorerie reçue/versée sur les positions dénouées est reflétée dans la période au cours de laquelle la position est réglée.
- Les coûts de transaction et d'intégration liés à l'acquisition sont reclassés afin de refléter les flux de trésorerie d'exploitation.
- Les autres ajustements comprennent les paiements et encaissements au titre des crédits d'impôt à la production associés à un financement donnant droit à des avantages fiscaux, qui sont portés en diminution de la dette donnant droit à des avantages fiscaux, et comprennent les distributions reçues de coentreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.

Flux de trésorerie disponibles

Les flux de trésorerie disponibles sont une mesure importante, car ils représentent le montant des flux de trésorerie disponible pour investir dans des initiatives de croissance, effectuer les remboursements du principal prévus sur la dette, rembourser la dette à l'échéance, verser des dividendes sur les actions ordinaires ou racheter des actions ordinaires. Les variations du fonds de roulement sont exclues afin de ne pas fausser les montants des fonds provenant des activités d'exploitation et des flux de trésorerie disponibles en introduisant des variations que nous jugeons temporaires, notamment l'incidence des facteurs saisonniers et le calendrier des encaissements et des décaissements. Les flux de trésorerie disponibles sont une mesure non conforme aux IFRS.

Ratios non conformes aux IFRS

Les fonds provenant des activités d'exploitation par action, les flux de trésorerie disponibles par action et le ratio de la dette nette ajustée sur le BAIIA ajusté sont des ratios non conformes aux IFRS qui sont présentés dans le présent rapport de gestion. Se reporter aux rubriques «Rapprochement des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avec les fonds provenant des activités d'exploitation et les flux de trésorerie disponibles» et «Principaux ratios financiers non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

Fonds provenant des activités d'exploitation par action et flux de trésorerie disponibles par action

Les fonds provenant des activités d'exploitation par action et les flux de trésorerie disponibles par action sont calculés en fonction du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période. Les fonds provenant des activités d'exploitation par action et les flux de trésorerie disponibles par action sont des ratios non conformes aux IFRS.

Mesures financières supplémentaires

Le total des dépenses d'investissement de maintien et le total des dépenses de croissance et de développement constituent des mesures financières supplémentaires utilisées pour présenter les dépenses engagées pour faciliter respectivement l'exploitation sécuritaire et fiable de nos installations existantes et la construction des projets. Se reporter à la rubrique «Dépenses d'investissement» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

Les données du portefeuille de centrales électriques en Alberta sont des mesures financières supplémentaires utilisées pour présenter la marge brute par segment pour le marché de l'Alberta. Se reporter à la rubrique «Optimisation du portefeuille de centrales en Alberta» du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS sur une base consolidée, par secteur

Le tableau suivant présente le BAIIA ajusté par secteur et fournit un rapprochement avec le résultat avant impôts sur le résultat pour la période de trois mois close le 30 septembre 2024 :

	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire ¹	Gaz	Transition énergétique	Commer- cialisation de l'énergie	Siège social	Total	Placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence ²	Ajustements de reclassement	Selon les IFRS
Produits des activités ordinaires	105	2	314	165	55	—	641	(3)	—	638
Reclassements et ajustements :										
(Profit latent) perte latente lié(e) à la réévaluation à la valeur de marché	1	74	(5)	(8)	(3)	—	59	—	(59)	—
Profit (perte) réalisé(e) sur les positions de change dénouées	—	—	(3)	—	12	—	9	—	(9)	—
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	—	—	5	—	—	—	5	—	(5)	—
Produits tirés des contrats de location-financement	—	1	2	—	—	—	3	—	(3)	—
Perte latente de change sur les produits de base	—	—	1	—	—	—	1	—	(1)	—
Produits des activités ordinaires ajustés	106	77	314	157	64	—	718	(3)	(77)	638
Coûts du combustible et des achats d'électricité	4	5	100	104	—	—	213	—	—	213
Reclassements et ajustements :										
Produits d'intérêts australiens	—	—	(1)	—	—	—	(1)	—	1	—
Coûts du combustible et des achats d'électricité ajustés	4	5	99	104	—	—	212	—	1	213
Coûts de conformité liés au carbone	—	—	40	1	—	—	41	—	—	41
Marge brute	102	72	175	52	64	—	465	(3)	(78)	384
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	13	26	43	17	10	35	144	(1)	—	143
Reclassements et ajustements :										
Coûts d'acquisition et d'intégration	—	—	—	—	—	(1)	(1)	—	1	—
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ajustées	13	26	43	17	10	34	143	(1)	1	143
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	—	5	3	1	—	1	10	—	—	10
Autres produits d'exploitation, montant net	—	(3)	(10)	—	—	—	(13)	—	—	(13)
BAIIA ajusté²	89	44	139	34	54	(35)	325			
Quote-part de la perte de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence										(1)
Produits tirés des contrats de location-financement										3
Amortissement										(133)
Imputations pour dépréciation d'actifs										(20)
Produits d'intérêts										4
Charge d'intérêts										(83)
Perte de change										(6)
Profit à la vente d'actifs et autres										1
Résultat avant impôts sur le résultat										9

1) Le placement dans le parc éolien Skookumchuck a été inclus au prorata dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire.

2) Le BAIIA ajusté n'est pas défini et n'a pas de signification normalisée selon les IFRS. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

Le tableau suivant présente le BAIIA ajusté par secteur et fournit un rapprochement avec le résultat avant impôts sur le résultat pour la période de trois mois close le 30 septembre 2023 :

	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire ¹	Gaz	Transition énergétique	Commercia- lisation de l'énergie	Siège social	Total	Placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence ¹	Ajustements de reclassement	Selon les IFRS
Produits des activités ordinaires	163	62	522	188	86	—	1 021	(4)	—	1 017
Reclassements et ajustements :										
(Profit latent) perte latente lié(e) à la réévaluation à la valeur de marché	—	4	(112)	5	(67)	—	(170)	—	170	—
Profit réalisé sur les positions de change dénouées	—	—	4	—	8	—	12	—	(12)	—
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	—	—	14	—	—	—	14	—	(14)	—
Produits tirés des contrats de location-financement	—	—	2	—	—	—	2	—	(2)	—
Profit latent de change sur les produits de base	—	—	—	—	(1)	—	(1)	—	1	—
Produits des activités ordinaires ajustés	163	66	430	193	26	—	878	(4)	143	1 017
Coûts du combustible et des achats d'électricité	4	6	111	148	—	—	269	—	—	269
Reclassements et ajustements :										
Produits d'intérêts australiens	—	—	(1)	—	—	—	(1)	—	1	—
Coûts du combustible et des achats d'électricité ajustés	4	6	110	148	—	—	268	—	1	269
Coûts de conformité liés au carbone	—	—	28	—	—	—	28	—	—	28
Marge brute	159	60	292	45	26	—	582	(4)	142	720
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	9	20	45	15	13	30	132	(1)	—	131
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	—	4	3	1	—	—	8	—	—	8
Autres produits d'exploitation, montant net	—	(1)	(10)	—	—	—	(11)	—	—	(11)
BAIIA ajusté²	150	37	254	29	13	(30)	453			
Produits tirés des contrats de location-financement										2
Amortissement										(140)
Reprises de dépréciation d'actifs										58
Produits d'intérêts										16
Charge d'intérêts										(69)
Perte de change										(5)
Perte à la vente d'actifs et autres										(1)
Résultat avant impôts sur le résultat										453

1) Le placement dans le parc éolien Skookumchuck a été inclus au prorata dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire.

2) Le BAIIA ajusté n'est pas défini et n'a pas de signification normalisée selon les IFRS. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

Le tableau suivant présente le BAIIA ajusté par secteur et fournit un rapprochement avec le résultat avant impôts sur le résultat pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2024 :

	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire ¹	Gaz	Transition énergétique	Commercia- lisation de l'énergie	Siège social	Total	Placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence ¹	Ajustements de reclassement	Selon les IFRS
Produits des activités ordinaires	316	253	1 031	461	154	(34)	2 181	(14)	—	2 167
Reclassements et ajustements :										
(Profit latent) perte latente lié(e) à la réévaluation à la valeur de marché	(3)	61	(86)	(28)	(5)	—	(61)	—	61	—
Profit (perte) réalisé(e) sur les positions de change dénouées	—	—	8	—	(16)	—	(8)	—	8	—
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	—	1	14	—	—	—	15	—	(15)	—
Produits tirés des contrats de location-financement	—	4	5	—	—	—	9	—	(9)	—
Perte latente de change sur les produits de base	—	—	(1)	—	—	—	(1)	—	1	—
Produits des activités ordinaires ajustés	313	319	971	433	133	(34)	2 135	(14)	46	2 167
Coûts du combustible et des achats d'électricité	13	22	339	316	—	—	690	—	—	690
Reclassements et ajustements :										
Produits d'intérêts australiens	—	—	(3)	—	—	—	(3)	—	3	—
Coûts du combustible et des achats d'électricité ajustés	13	22	336	316	—	—	687	—	3	690
Coûts de conformité liés au carbone	—	—	106	1	—	(34)	73	—	—	73
Marge brute	300	297	529	116	133	—	1 375	(14)	43	1 404
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	39	70	131	50	29	105	424	(3)	—	421
Reclassements et ajustements :										
Coûts d'acquisition et d'intégration	—	—	—	—	—	(8)	(8)	—	8	—
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ajustées	39	70	131	50	29	97	416	(3)	8	421
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	2	13	9	3	—	1	28	(1)	—	27
Autres produits d'exploitation, montant net	—	(7)	(30)	—	—	—	(37)	—	—	(37)
BAIIA ajusté²	259	221	419	63	104	(98)	968			
Quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence										3
Produits tirés des contrats de location-financement										9
Amortissement										(388)
Imputations pour dépréciation d'actifs										(26)
Produits d'intérêts										19
Charge d'intérêts										(232)
Perte de change										(12)
Profit à la vente d'actifs et autres										4
Résultat avant impôts sur le résultat										370

- 1) Le placement dans le parc éolien Skookumchuck a été inclus au prorata dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire.
- 2) Le BAIIA ajusté n'est pas défini et n'a pas de signification normalisée selon les IFRS. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

Le tableau suivant présente le BAIIA ajusté par secteur et fournit un rapprochement avec le résultat avant impôts sur le résultat pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2023 :

	Hydro- électricité	Énergie éolienne et énergie solaire ¹	Gaz	Transition énergétique	Commercia- lisation de l'énergie	Siège social	Total	Placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence ¹	Ajustements de reclassement	Selon les IFRS
Produits des activités ordinaires	456	263	1 268	576	181	1	2 745	(14)	—	2 731
Reclassements et ajustements :										
(Profit latent) perte latente lié(e) à la réévaluation à la valeur de marché	(2)	(4)	(120)	(12)	42	—	(96)	—	96	—
Perte réalisée sur les positions de change dénouées	—	—	(13)	—	(95)	—	(108)	—	108	—
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	—	—	40	—	—	—	40	—	(40)	—
Produits tirés des contrats de location-financement	—	—	10	—	—	—	10	—	(10)	—
Produits des activités ordinaires ajustés	454	259	1 185	564	128	1	2 591	(14)	154	2 731
Coûts du combustible et des achats d'électricité	14	22	326	419	—	1	782	—	—	782
Reclassements et ajustements :										
Produits d'intérêts australiens	—	—	(3)	—	—	—	(3)	—	3	—
Coûts du combustible et des achats d'électricité ajustés	14	22	323	419	—	1	779	—	3	782
Coûts de conformité liés au carbone	—	—	85	—	—	—	85	—	—	85
Marge brute	440	237	777	145	128	—	1 727	(14)	151	1 864
Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	35	55	136	46	33	86	391	(2)	—	389
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	2	11	11	3	—	—	27	(1)	—	26
Autres produits d'exploitation, montant net	—	(4)	(30)	—	—	—	(34)	—	—	(34)
BAIIA ajusté²	403	175	660	96	95	(86)	1 343			
Quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence										1
Produits tirés des contrats de location-financement										10
Amortissement										(489)
Reprises de dépréciation d'actifs										74
Produits d'intérêts										47
Charge d'intérêts										(215)
Profit à la vente d'actifs et autres										4
Résultat avant impôts sur le résultat										915

1) Le placement dans le parc éolien Skookumchuck a été inclus au prorata dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire.

2) Le BAIIA ajusté n'est pas défini et n'a pas de signification normalisée selon les IFRS. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

Rapprochement des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avec les fonds provenant des activités d'exploitation et les flux de trésorerie disponibles

Le tableau ci-dessous présente un rapprochement des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avec les fonds provenant des activités d'exploitation et les flux de trésorerie disponibles :

	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2024	2023	2024	2023
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ¹	229	681	581	1 154
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	(48)	(355)	59	11
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant variation du fonds de roulement	181	326	640	1 165
Ajustements :				
Quote-part des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés d'une coentreprise ¹	—	2	4	10
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	5	14	15	40
Provisions et ajustements liés à la transition vers l'énergie propre ²	—	—	—	7
Profit (perte) réalisé(e) sur les positions de change dénouées	9	12	(8)	(108)
Coûts d'acquisition et d'intégration	1	—	8	—
Divers ³	4	3	14	8
Fonds provenant des activités d'exploitation⁴	200	357	673	1 122
Déduire :				
Dépenses d'investissement de maintien ¹	(35)	(36)	(75)	(100)
Dépenses d'investissement liées à la productivité	—	(1)	—	(2)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(13)	(14)	(39)	(39)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(10)	(75)	(34)	(204)
Paievements de principal sur les obligations locatives	(1)	(3)	(3)	(8)
Divers	(1)	—	(1)	—
Flux de trésorerie disponibles⁴	140	228	521	769
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	296	263	303	265
Fonds provenant des activités d'exploitation par action⁴	0,68	1,36	2,22	4,23
Flux de trésorerie disponibles par action⁴	0,47	0,87	1,72	2,90

1) Comprennent notre quote-part des montants relatifs au parc éolien Skookumchuck, une coentreprise comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.

2) Pour l'exercice 2023, comprennent des montants liés à des contrats déficitaires comptabilisés en 2021.

3) Le poste Divers comprend les crédits d'impôt à la production, qui sont portés en diminution de la dette donnant droit à des avantages fiscaux, diminués des distributions reçues d'une coentreprise comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.

4) Ces éléments ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

Le tableau ci-dessous rapproche le BAIIA ajusté avec les fonds provenant des activités d'exploitation et les flux de trésorerie disponibles :

	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2024	2023	2024	2023
BAIIA ajusté ^{1, 4}	325	453	968	1 343
Provisions	2	(4)	8	—
Charge d'intérêts nette ²	(62)	(40)	(167)	(123)
Charge d'impôt exigible	(63)	(37)	(123)	(55)
Profit (perte) de change réalisé(e)	1	(7)	(7)	(13)
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	(10)	(6)	(29)	(22)
Autres éléments sans effet de trésorerie	7	(2)	23	(8)
Fonds provenant des activités d'exploitation^{3, 4}	200	357	673	1 122
Déduire :				
Dépenses d'investissement de maintien ⁴	(35)	(36)	(75)	(100)
Dépenses d'investissement liées à la productivité	—	(1)	—	(2)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(13)	(14)	(39)	(39)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(10)	(75)	(34)	(204)
Paiements de principal sur les obligations locatives	(1)	(3)	(3)	(8)
Divers	(1)	—	(1)	—
Flux de trésorerie disponibles^{3, 4}	140	228	521	769

1) Le BAIIA ajusté est défini à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion et fait l'objet d'un rapprochement avec le résultat avant impôts sur le résultat ci-dessus.

2) La charge d'intérêts nette comprend la charge d'intérêts pour la période, déduction faite des produits d'intérêts.

3) Ces éléments ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS. Les fonds provenant des activités d'exploitation et les flux de trésorerie disponibles sont définis à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion et font l'objet d'un rapprochement avec les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ci-dessus.

4) Comprennent notre quote-part des montants relatifs au parc éolien Skookumchuck, une coentreprise comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence. Se reporter à la rubrique «Dépenses d'investissement» du présent rapport de gestion pour plus de précisions sur les dépenses d'investissement de maintien.

Principaux ratios financiers non conformes aux IFRS

Les méthodes et les ratios utilisés par les agences de notation pour évaluer nos notes de solvabilité ne sont pas publiés. Nous avons élaboré notre propre définition des ratios et des objectifs pour nous aider à évaluer la solidité de notre situation financière. Ces mesures et ces ratios ne

sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS et pourraient ne pas être comparables à ceux utilisés par d'autres entités ou par des agences de notation.

Dette nette ajustée sur le BAIIA ajusté

Aux	30 sept. 2024	31 déc. 2023
Dette à long terme à la fin de la période ¹	3 417	3 466
Débiteures échangeables	347	344
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie ²	(401)	(345)
Ajouter : 50 % des actions privilégiées émises et des actions privilégiées échangeables ³	671	671
Divers ⁴	(15)	(12)
Dette nette ajustée⁵	4 019	4 124
BAIIA ajusté⁶	1 257	1 632
Dette nette ajustée sur le BAIIA ajusté (multiple)	3,2	2,5

1) Inclut la partie courante et à long terme de la dette, ce qui comprend les obligations locatives et le financement donnant droit à des avantages fiscaux.

2) Trésorerie et équivalents de trésorerie, déduction faite du découvert bancaire.

3) À des fins de notation de crédit, les actions privilégiées échangeables sont considérées comme des capitaux propres assortis de paiements de dividendes. Aux fins comptables, ces actions sont comptabilisées en tant que dette assortie de charges d'intérêts dans les états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités. Aux fins du calcul de ce ratio, nous considérons 50 % des actions privilégiées émises en tant que dette, y compris celles-ci.

4) Comprend le principal des liquidités soumises à restrictions de TransAlta OCP (17 millions de dollars pour la période close le 30 septembre 2024 et pour l'exercice clos le 31 décembre 2023) et la juste valeur des instruments de couverture sur la dette (lesquels sont compris dans les actifs et passifs de gestion du risque aux états de la situation financière consolidés intermédiaires résumés non audités).

5) Les montants ne tiennent pas compte du financement donnant droit à des avantages fiscaux pour le parc éolien Skookumchuck, une coentreprise comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence. La dette nette ajustée n'est pas définie et n'a pas de signification normalisée selon les IFRS. La présentation de cet élément d'une période à l'autre permet à la direction et aux investisseurs d'en évaluer la tendance plus facilement par rapport aux résultats des périodes antérieures. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

6) Douze derniers mois.

Le capital de la Société est géré au moyen d'une position de dette nette. Nous utilisons le ratio de la dette nette ajustée sur le BAIIA ajusté comme mesure du levier financier pour évaluer notre capacité de service de la dette. Notre ratio cible au titre de la dette nette ajustée sur le BAIIA ajusté est de 3,0 à 4,0 fois.

Le ratio de la dette nette ajustée sur le BAIIA ajusté de la période close le 30 septembre 2024 était supérieur à celui de la période close le 31 décembre 2023, surtout en raison de la baisse du BAIIA ajusté.

Perspectives pour 2024

Le tableau suivant présente nos prévisions à l'égard des principaux objectifs financiers et hypothèses connexes pour 2024 et doit être lu avec l'analyse qui suit et la rubrique «Gouvernance et gestion du risque» du présent rapport de gestion. La Société est en voie de réaliser la fourchette supérieure de ses prévisions pour 2024.

Mesure	Cible pour 2024	Résultats réels de 2023
BAlIA ajusté ¹	De 1 150 millions de dollars à 1 300 millions de dollars	1 632 millions de dollars
Flux de trésorerie disponible ¹	De 450 millions de dollars à 600 millions de dollars	890 millions de dollars
Flux de trésorerie disponibles par action	De 1,47 \$ à 1,96 \$	3,22 \$
Dividende par action (annualisé)	0,24 \$	0,22 \$

1) Ces éléments ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée selon les IFRS. Se reporter à la rubrique «Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS sur une base consolidée, par secteur» du présent rapport de gestion pour plus de précisions, y compris, s'il y a lieu, les rapprochements avec les mesures établies selon les IFRS. Se reporter également à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

Les perspectives de la Société pour 2024 pourraient être touchées par un certain nombre de facteurs, lesquels sont présentés ci-dessous.

Fourchette des principales hypothèses pour les prix de l'électricité et du gaz pour 2024

Marché	Hypothèses mises à jour pour 2024	Hypothèses pour 2024
Alberta – au comptant (\$/MWh)	De 60 \$ à 75 \$	De 75 \$ à 95 \$
Mid-Columbia – au comptant (\$ US/MWh)	De 60 \$ US à 70 \$ US	De 75 \$ US à 85 \$ US
AECO – prix du gaz (\$/GJ)	De 1,25 \$ à 1,75 \$	De 2,50 \$ à 3,00 \$

La sensibilité du prix au comptant en Alberta à une variation de plus ou moins 1 \$/MWh devrait avoir une incidence de plus ou moins 1 million de dollars sur le BAlIA ajusté pour le reste de l'exercice 2024.

Autres hypothèses relatives aux perspectives pour 2024

	Attentes mises à jour pour 2024	Attentes pour 2024
Marge brute du secteur Commercialisation de l'énergie	De 150 millions de dollars à 170 millions de dollars	De 110 millions de dollars à 130 millions de dollars
Dépenses d'investissement de maintien	Aucun changement	De 130 millions de dollars à 150 millions de dollars
Impôts au comptant du secteur Siège social	De 140 millions de dollars à 160 millions de dollars	De 95 millions de dollars à 130 millions de dollars
Intérêts au comptant	Aucun changement	De 240 millions de dollars à 260 millions de dollars

Couvertures en Alberta

Fourchette des hypothèses	T4 2024	Exercice 2025	Exercice 2026
Production visée par des couvertures (GWh)	2 415	5 541	3 640
Prix couvert (\$/MWh)	82 \$	75 \$	78 \$
Volumes de gaz visés par des couvertures (GJ)	15 millions	28 millions	18 millions
Prix du gaz couverts (\$/GJ)	2,55 \$	3,51 \$	3,67 \$

Pour plus de précisions sur nos perspectives financières et les hypothèses qui s'y rapportent, se reporter à la rubrique «Perspectives pour 2024» de notre rapport de gestion annuel de 2023.

Situation de trésorerie et sources de financement

Nous prévoyons maintenir des liquidités disponibles adéquates sur nos facilités de crédit consenties. Au 30 septembre 2024, nous avons accès à des liquidités s'élevant à 1,8 milliard de dollars, dont 401 millions de dollars en trésorerie.

Principales méthodes comptables et estimations comptables critiques

La préparation des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités exige de la direction qu'elle exerce son jugement, fasse des estimations et formule des hypothèses qui ont une incidence sur les montants comptabilisés des actifs, des passifs, des produits et des charges, et les informations à fournir sur les actifs et les passifs éventuels de la période. Ces estimations sont assujetties à une part d'incertitude. Les résultats réels pourraient différer de ces estimations en raison de facteurs comme les variations des taux d'intérêt, des taux de change, des taux d'inflation et des prix des produits de base, les changements dans la conjoncture économique, et les modifications apportées aux lois et aux règlements. Il n'y a eu aucun changement important aux estimations au cours du trimestre.

Évaluation des immobilisations corporelles et des contrats connexes

Chaque date de présentation de l'information financière, la Société évalue s'il existe un signe qu'une perte de valeur existe ou qu'une perte de valeur comptabilisée antérieurement n'existe plus ou a diminué. Il y a dépréciation lorsque la valeur comptable d'un actif excède sa valeur recouvrable, soit sa juste valeur diminuée des coûts de sortie ou sa valeur d'utilité, selon le montant le plus élevé. Une dépréciation comptabilisée au cours d'une période antérieure est reprise s'il y a eu un changement dans les estimations utilisées pour déterminer la valeur recouvrable de l'actif.

Au cours des périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2024, aucun changement important n'a été apporté aux estimations; cependant, il existe une grande part d'incertitude relative aux estimations et un jugement est exercé pour déterminer la valeur recouvrable du secteur Énergie éolienne et énergie solaire, du fait de la sensibilité des hypothèses importantes aux flux de trésorerie futurs et de l'effet que des variations de ces hypothèses auraient sur la valeur recouvrable.

Aux fins du test de dépréciation du goodwill de l'exercice 2024, la Société a déterminé la valeur recouvrable du secteur Énergie éolienne et énergie solaire en calculant la juste valeur diminuée des coûts de sortie au moyen des projections actualisées des flux de trésorerie.

En 2024, la Société s'est appuyée sur la valeur recouvrable des secteurs Hydroélectricité et Commercialisation de l'énergie calculée en 2023 pour effectuer le test de dépréciation du goodwill de l'exercice 2024. La valeur recouvrable est établie d'après les prévisions à long terme de la Société pour les périodes allant jusqu'à la dernière mise hors service d'actifs prévue en 2072. Les évaluations de la juste valeur ainsi obtenues sont classées dans le niveau III de la hiérarchie des justes valeurs. Il n'y a eu dépréciation du goodwill dans aucun des secteurs.

Les hypothèses importantes comportant un degré élevé de subjectivité qui ont une incidence sur le calcul de la juste valeur du secteur Énergie éolienne et énergie solaire sont les suivantes :

- Les prix de vente prévus pour chaque centrale sont déterminés en tenant compte des prix des contrats pour les centrales faisant l'objet de contrats à long ou à court terme, des courbes des prix à terme des centrales marchandes, et de l'équilibre entre l'offre et la demande dans les régions. Lorsque les courbes des prix à terme ne sont pas disponibles pour la durée d'utilité de la centrale, les prix sont établis au moyen de techniques d'extrapolation qui reposent sur les données historiques du secteur ainsi que sur les données propres à la Société. Les prix marchands de l'électricité utilisés dans ces modèles Énergie éolienne et énergie solaire variaient entre 40 \$ et 225 \$ par MWh au cours de la période de prévision (35 \$ à 238 \$ par MWh en 2023).
- Des taux d'actualisation variant de 6,4 % à 7,3 % ont été utilisés (6,4 % à 7,5 % en 2023).
- Les parcs éoliens White Rock et Horizon Hill sont assujettis à un prix établi en fonction de l'emplacement, selon une analyse de tiers. Cette analyse est fondée sur des modèles du réseau de transport, y compris des hypothèses sur les mises à niveau potentielles du réseau ainsi que sur la production et la charge prévues dans la région.

Se reporter à la note 2 P) I) des états financiers consolidés annuels audités de 2023 de la Société pour de plus amples renseignements sur les jugements importants en matière de comptabilité et les principales sources d'incertitude relatives aux estimations de la dépréciation des immobilisations corporelles et du goodwill.

Modifications comptables

Modifications comptables de la période considérée

Modifications à l'IAS 1 ayant trait aux passifs non courants avec clauses restrictives et au classement des passifs en tant que passifs courants ou non courants

En octobre 2022, l'IASB a publié *Passifs non courants assortis de clauses restrictives qui modifie l'IAS 1, Présentation des états financiers*, afin de préciser dans quelle mesure les conditions qu'une entité doit respecter dans les 12 mois suivant la date de clôture ont une incidence sur le classement d'un passif. En janvier 2020, l'IASB a publié *Classement des passifs en tant que passifs courants ou non courants*, qui modifie l'IAS 1, *Présentation des états financiers*, concernant le classement des passifs en tant que passifs courants ou non courants précisant que les droits et les conditions existant à la date de clôture sont pertinents lorsqu'il s'agit de déterminer si la Société a le droit de différer le règlement d'un passif pour au moins 12 mois.

De plus, l'IASB a précisé que la probabilité que l'entité exerce son droit de différer le règlement n'a pas d'incidence sur le classement d'un passif. Ces modifications sont appliquées rétrospectivement, sont en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2024 et ont été adoptées par la Société à cette date.

Le 1^{er} janvier 2024, la Société a reclassé les titres échangeables de passifs non courants aux passifs courants, car l'option de conversion peut être exercée en tout temps après le 1^{er} janvier 2025, même s'il n'y a aucune obligation de remettre des équivalents de trésorerie et le porteur ne peut exiger de remboursement. Cette méthode comptable est conforme à la modification.

Modifications comptables futures

Le 29 mai 2024, l'IASB a publié *Modifications touchant le classement et l'évaluation des instruments financiers*, en vigueur à partir du 1^{er} janvier 2026. Ces modifications ont une incidence sur IFRS 7 et IFRS 9. L'IASB a modifié les dispositions relatives au règlement des passifs financiers au moyen d'un système de paiement électronique et à l'évaluation des caractéristiques des flux de trésorerie contractuels des actifs financiers, y compris ceux qui sont assortis de caractéristiques ESG. La Société évalue actuellement les incidences sur les états financiers.

Le 9 avril 2024, l'IASB a publié une nouvelle norme, IFRS 18, *États financiers : Présentation et informations à fournir*, qui introduit de nouvelles exigences visant à améliorer la comparabilité de l'état du résultat net et la transparence des indicateurs de performance définies par la direction et un regroupement plus utile des informations dans les états financiers. La norme entre en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2027. La Société évalue actuellement les incidences sur les états financiers.

Gouvernance et gestion du risque

Nos activités nous exposent à divers risques et possibilités, y compris, sans s'y limiter, les modifications à la réglementation, les facteurs liés à un marché en constante évolution et l'accroissement de la volatilité dans nos principaux marchés de produits de base. Notre objectif est de gérer ces risques et possibilités afin que nous soyons en position pour étendre nos activités et atteindre nos objectifs tout en nous protégeant de manière raisonnable contre des niveaux de risque inacceptables ou contre les risques financiers. Nous utilisons une structure de contrôle à niveaux multiples pour gérer les risques et

possibilités liés à nos activités, aux marchés où nous évoluons et au contexte politique et aux structures avec lesquels nous interagissons.

Se reporter à la rubrique «Gouvernance et gestion du risque» du rapport de gestion annuel de 2023 et à la note 11 des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités pour des précisions sur les risques et sur la manière dont nous les gérons. Notre profil de gestion du risque et nos politiques à cet égard ont peu changé depuis le 31 décembre 2023.

Nouveautés en matière de réglementation

Se reporter à la rubrique «Risques politiques et juridiques» du rapport de gestion annuel de 2023 pour obtenir des détails qui complètent les événements récents analysés ci-après.

Canada

Gouvernement fédéral

La contribution déterminée au niveau national du Canada pour 2030 en vertu de l'Accord de Paris a été revue en 2021, la cible révisée étant de réduire de 40 % à 45 % les émissions de gaz à effet de serre par rapport aux niveaux de 2005. La cible de réduction des émissions de 2035 est la prochaine contribution déterminée au niveau national du Canada. Aux termes de la *Loi canadienne sur la responsabilité en matière de carboneutralité*, le gouvernement doit fixer une cible de réduction des émissions pour 2035 d'ici le 1^{er} décembre 2024.

En 2022, Environnement et Changement climatique Canada («ECCC») a publié le cadre proposé pour le *Règlement sur l'électricité propre* («REP») visant à rendre le secteur canadien de l'électricité carboneutre d'ici 2035. Le projet du REP a été publié dans la *Gazette du Canada*, Partie I, le 19 août 2023, aux fins d'examen et de commentaires par les parties prenantes jusqu'au 2 novembre 2023. Le gouvernement prévoit finaliser le REP et le publier dans la *Gazette du Canada*, Partie II, à la fin de 2024.

En réponse à l'adoption de la *Inflation Reduction Act* («IRA») des États-Unis en août 2022, le gouvernement du Canada a proposé bon nombre de crédits d'impôt à l'investissement («CII») en vue de favoriser les investissements dans les projets d'énergie propre. En date de juin 2024, les propositions législatives relatives au CII pour le captage, l'utilisation et le stockage du carbone («CUSC»), au CII pour les technologies propres, au CII pour la fabrication des technologies propres et au CII pour l'hydrogène propre étaient entrées en vigueur. Les CII pour le CUSC et les technologies propres peuvent maintenant faire l'objet d'une demande et être réclamés.

Le CII pour la fabrication des technologies propres et le CII pour l'hydrogène propre devraient pouvoir faire l'objet d'une demande et être réclamés à partir de l'automne 2024.

À l'automne 2024, le gouvernement prévoit présenter une mesure législative à l'égard du CII pour l'électricité propre ainsi que des renseignements supplémentaires concernant le CII pour la chaîne d'approvisionnement des véhicules électriques.

Les Autorités canadiennes en valeurs mobilières entendent solliciter des commentaires sur le *Règlement 51-107 sur l'information liée aux questions climatiques* révisé après avoir pris en compte la norme sur les informations à fournir en lien avec les changements climatiques du Conseil canadien des normes d'information sur la durabilité, ce qui devrait avoir lieu en 2025.

Alberta

Le 19 avril 2023, le gouvernement de l'Alberta a publié le document *Emissions Reduction and Energy Development Plan*, lequel énonce son aspiration visant à devenir une économie carboneutre d'ici 2050. Le plan établit l'approche de l'Alberta afin de renforcer sa position de chef de file à l'échelle mondiale en matière de réduction des émissions, de technologie propre et d'innovation, tout en demeurant concurrentielle sur le plan du développement durable des ressources. Le plan s'appuie sur huit principes stratégiques et présente les mesures, possibilités et nouveaux engagements qui aideront à réduire les émissions et à maintenir la sécurité énergétique.

Le 11 mars 2024, le gouvernement a déposé deux nouveaux règlements provisoires : le règlement sur l'atténuation du pouvoir de marché (*Market Power Mitigation Regulation*) et le règlement relatif à la réserve d'approvisionnement (*Supply Cushion Regulation*). Ces deux règlements provisoires sont entrés en vigueur le 1^{er} juillet 2024 et viendront à échéance le 30 novembre 2027.

Le règlement sur l'atténuation du pouvoir de marché, le *Market Power Mitigation Regulation*, impose un plafonnement de l'offre sur les unités de production alimentées au gaz contrôlées par un participant important du marché (détenant un contrôle de l'offre de 5 % de toute la production). Le plafond de l'offre limiterait uniquement notre prix d'offre, et non le prix de règlement, et se déclencherait lorsque les prix du réseau commun d'énergie atteindraient un seuil équivalent à deux mois de produits nets pour une centrale à cycle combiné alimentée au gaz naturel hypothétique. Le plafond de l'offre est établi à 125 \$ par MWh ou 25 fois le prix du gaz naturel au lendemain et s'applique au reste du mois civil pendant lequel le plafond a été déclenché. Le règlement ne devrait pas avoir une incidence importante sur la Société en raison des prix moins élevés attendus au cours de la période pendant laquelle le règlement sera en vigueur.

En vertu du règlement relatif à la réserve d'approvisionnement, le *Supply Cushion Regulation*, l'AESO doit émettre des directives liées à la production à long délai d'approvisionnement (les unités de production qui nécessitent une heure ou plus pour se synchroniser au réseau). L'AESO est tenu de prévoir la production à long délai d'approvisionnement et de prendre les mesures pour en assurer la mise en service lorsque la réserve d'approvisionnement attendue est égale ou inférieure à 932 MW. Les unités de production à long délai d'approvisionnement obtiendront une garantie de coûts prévoyant des suppléments pour compenser une ressource sous la direction de l'AESO dans le cas où les produits tirés des prix du réseau commun d'énergie sont insuffisants pour couvrir les coûts du combustible et les coûts variables.

De plus, le 11 mars 2024, le gouvernement de l'Alberta a annoncé sa décision de continuer la mise en place d'un marché de l'énergie restructuré («MER»). En juillet 2024, le gouvernement de l'Alberta a présenté un cadre global à l'égard de la conception du MER, qui comprendra la mise en place d'un marché du lendemain, d'un processus d'appel d'offres stratégique avec des mesures d'atténuation du pouvoir de marché, d'un examen du prix plancher et du prix plafond, d'une tarification uniforme sur le marché, de délais de règlement plus courts et d'une répartition économique.

En juillet et en août 2024, l'AESO a publié des documents relatifs aux options de conception, dans lesquels il fournit des renseignements généraux sur chaque élément du MER et présente diverses options aux fins de discussion dans le cadre de sa première série de séances du groupe de travail tenues sur trois semaines avec des parties prenantes du secteur, soit du 1^{er} septembre au 4 octobre 2024. Ces séances représentent les premières discussions visant à obtenir une compréhension globale de la façon dont la conception du marché pourrait changer à la mise en place des différents éléments du MER. L'AESO prévoit tenir la deuxième série de séances du groupe de travail du 29 octobre au 29 novembre et compte organiser une consultation et recueillir des observations écrites au sein du secteur en général au cours du quatrième trimestre de 2024 et du premier trimestre de 2025. L'AESO prévoit présenter à l'AUC de nouvelles règles du marché qui encadreront la mise en œuvre de la conception détaillée au premier ou au deuxième trimestre de 2025, qui devraient être approuvées d'ici le quatrième trimestre de 2025 ou le premier trimestre de 2026.

Le 11 juillet 2024, le gouvernement a également annoncé des changements futurs au règlement sur le transport (*Transmission Regulation*). Le gouvernement prévoit délaissier la norme de planification sans congestion pour adopter une approche de planification «optimale», selon laquelle les décisions en matière d'expansion et de mise à niveau du réseau de transport seront fondées sur des études de coûts et d'avantages. Le gouvernement prévoit

également affecter les coûts du réseau de transport et des services auxiliaires en fonction de la causalité des coûts. Le gouvernement mène des consultations sur les changements attendus à l'automne 2024 et prévoit présenter les modifications législatives au printemps 2025.

Le 28 février 2024, le gouvernement de l'Alberta a annoncé de nouvelles mesures restrictives à l'égard des nouveaux projets d'énergie renouvelable qui comprennent l'interdiction de nouveaux projets éoliens dans un rayon de 35 kilomètres autour d'une zone protégée ou de toute autre zone considérée comme un «paysage immaculé» par le gouvernement, les restrictions concernant les projets d'énergie renouvelable sur les terres agricoles de classe 1 et 2, l'imposition de nouvelles exigences obligatoires visant à déposer une caution ou à fournir une autre forme de garantie financière afin de respecter les obligations de remise en état. Depuis cette annonce, le ministère de l'Environnement et des Zones protégées a lancé une consultation auprès des parties prenantes au sujet des obligations de remise en état au troisième trimestre de 2024. Les nouvelles exigences en matière d'obligations de remise en état et de garanties financières seront imposées aux projets approuvés à compter du 1^{er} mars 2024 et ne s'appliqueront pas aux installations existantes. Les répercussions sur les installations de TransAlta se limitent aux futurs projets de mise en valeur.

États-Unis

Le 6 mars 2024, la Securities and Exchange Commission («SEC») des États-Unis a adopté des règles définitives sur les informations à fournir en lien avec les changements climatiques. Le 4 avril 2024, la SEC a suspendu la mise en œuvre de ces règles en attendant une révision des nouvelles règles à la suite d'une série de contestations judiciaires par plusieurs États et groupes d'entreprises. La Société est exemptée de ces règles puisque TransAlta est un émetteur agissant conformément au régime d'information multinational qui produit le formulaire 40-F.

Le 31 août 2024, l'État de la Californie a adopté la *Climate-Related Financial Risk Act (projet de loi du Sénat 261)*, qui exige que les entreprises dont les revenus annuels dépassent 500 millions de dollars américains et qui exercent des activités en Californie présentent tous les deux ans l'information sur les risques financiers liés aux changements climatiques ainsi que leurs stratégies d'atténuation de ces risques au public. Le projet de loi prévoit de nouvelles obligations d'information auxquelles TransAlta pourrait devoir se conformer à compter du 1^{er} janvier 2026.

Le 9 mai 2024, l'Agence de protection de l'environnement des États-Unis a publié une règle définitive exigeant que les unités de production de vapeur alimentées aux combustibles fossiles existantes et les nouvelles turbines à combustion alimentées aux combustibles fossiles réduisent

leurs émissions de GES. La mise en œuvre des exigences visant les turbines à combustion existantes a été reportée à une date ultérieure qui n'a pas été définie. La règle fait face à d'importantes contestations judiciaires de la part d'associations professionnelles, de la main-d'œuvre et de sociétés au sein du secteur. Malgré ces contestations judiciaires, une cour d'appel fédérale maintient la règle en vigueur tandis que les contestations se poursuivent. À l'heure actuelle, cette règle n'a pas d'incidence directe sur TransAlta.

Australie

Depuis le début du mandat du Parti travailliste le 21 mai 2022, l'Australie a rehaussé son engagement en matière de contributions déterminées au niveau national afin de faire passer l'objectif de réduction des émissions du pays pour 2030 à 43 % par rapport aux niveaux de 2005. Elle a également confirmé son intention de faire passer la production d'électricité renouvelable à 82 % de l'approvisionnement en électricité d'ici 2030.

Le thème du budget publié le 14 mai 2024, «Future Made in Australia», illustre la vision et l'engagement du pays de

devenir une superpuissance de l'énergie renouvelable afin de soutenir la décarbonation du raffinage, de l'exploitation et de la transformation des minéraux critiques. Le budget prévoit des investissements de 22,7 milliards de dollars au cours de la prochaine décennie afin de maximiser les avantages économiques et industriels de la transition vers la carboneutralité.

Le 9 septembre 2024, la Chambre des représentants australienne a confirmé et adopté les modifications qu'a apportées le Sénat au projet de loi *Treasury Laws Amendment (Financial Market Infrastructure and Other Measures) Bill 2024*. Le projet de loi a reçu la sanction royale le 17 septembre 2024 et prévoit des obligations d'information conformément aux normes *Australian Sustainability Reporting Standards – Disclosure of Climate-related Financial Information* qui seront finalisées par l'Australian Accounting Standards Board au quatrième trimestre de 2024. La déclaration d'information obligatoire entrera en vigueur pour l'exercice 2025.

Contrôles et procédures de communication de l'information

La direction est responsable de l'établissement et du maintien d'un processus de contrôle interne à l'égard de l'information financière («CIIF») pertinent et de contrôles et procédures de communication de l'information («CPCI»). Au cours des périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2024, la majorité de l'effectif qui assure la réalisation du CIIF et des CPCI a continué de travailler en mode hybride. La Société a mis en place une surveillance et des contrôles appropriés pour le travail au bureau et à distance. L'incidence sur la conception et le fonctionnement des contrôles internes est minimale.

Le CIIF est un cadre conçu pour fournir une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers consolidés intermédiaires résumés non audités ont été établis, aux fins de la publication de l'information financière, conformément aux IFRS. La direction s'est appuyée sur le cadre intégré de contrôle interne publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission («cadre de travail de 2013») pour évaluer l'efficacité du CIIF de la Société.

Les CPCI désignent les contrôles et autres procédures visant à assurer que l'information devant être communiquée dans les rapports que nous déposons ou soumettons selon les lois sur les valeurs mobilières est constatée, traitée, résumée et présentée dans les délais prescrits dans les lois sur les valeurs mobilières applicables. Les CPCI comprennent, sans s'y limiter, les contrôles et procédures conçus pour nous assurer que l'information que nous devons communiquer dans les

rapports que nous déposons ou soumettons en vertu des lois sur les valeurs mobilières applicables est consignée et communiquée à la direction, y compris au chef de la direction et au chef des finances, selon le cas, pour permettre la prise de décisions en temps opportun se rapportant à l'obligation de communication de l'information.

Ensemble, les cadres que constituent le CIIF et les CPCI fournissent un contrôle interne à l'égard de l'information financière et de la communication de l'information. En concevant et en évaluant le CIIF et les CPCI, la direction reconnaît que tous les contrôles et procédures, quelle qu'en soit la qualité de conception et de fonctionnement, ne peuvent que fournir une assurance raisonnable pour ce qui est d'atteindre les objectifs souhaités en matière de contrôle et, par conséquent, ne permettent pas nécessairement de prévenir ou de détecter toutes les anomalies, et la direction est tenue de faire preuve de jugement dans l'évaluation et la mise en œuvre d'éventuels contrôles et procédures. De plus, l'efficacité du CIIF est exposée au risque que les contrôles deviennent inadéquats en raison de changements de situation ou que le niveau de respect des politiques ou des procédures varie.

La direction a évalué, avec la participation du chef de la direction et du chef des finances, l'efficacité du CIIF et des CPCI à la fin de la période visée par le présent rapport de gestion. En se fondant sur l'évaluation ci-dessus, le chef de la direction et le chef des finances ont conclu que, en date du 30 septembre 2024, fin de la période visée par le présent rapport de gestion, le CIIF et les CPCI étaient efficaces.

Glossaire des termes clés

Actifs hydroélectriques en Alberta

Actifs hydroélectriques de la Société, détenus par l'entremise de TransAlta Renewables Inc., filiale en propriété exclusive. Ces actifs sont situés en Alberta et comprennent les centrales de production hydroélectrique Barrier, Bearspaw, Cascade, Ghost, Horseshoe, Interlakes, Kananaskis, Pocaterra, Rundle, Spray, Three Sisters, Bighorn et Brazeau.

Actions privilégiées échangeables

Le 30 octobre 2020, Brookfield a investi 400 millions de dollars dans la Société en échange d'actions privilégiées de premier rang rachetables (série I) au gré du porteur ou de l'émetteur. Les actions privilégiées de série I sont comptabilisées comme une dette courante et les dividendes sur actions privilégiées échangeables sont comptabilisés à titre de charge d'intérêts.

Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration

Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration.

Alberta Electric System Operator («AESO»)

Société indépendante d'exploitation du réseau et organisme de réglementation pour l'Alberta Interconnected Electric System.

Autres actifs hydroélectriques

Actifs hydroélectriques de la Société situés en Colombie-Britannique et en Ontario, ainsi que les actifs détenus par TransAlta Renewables, notamment les centrales de Taylor, de Belly River, de Waterton, de St. Mary, d'Upper Mamquam, de Pingston, de Bone Creek, d'Akolkolex, de Ragged Chute, de Misema, de Galetta et de Moose Rapids.

Capacité

Capacité de charge continue nominale du matériel de production, exprimée en mégawatts.

Capacité marchande

Décrit les actifs qui ne sont pas visés par des contrats et qui sont exposés aux prix du marché.

Cas de force majeure

Type de clause exonérant une partie de sa responsabilité si un événement imprévu indépendant de la volonté de cette partie empêche celle-ci de s'acquitter de ses obligations en vertu du contrat.

CII

Le crédit d'impôt à l'investissement («CII») est un crédit d'impôt fédéral pour les investissements dans certains types de projets d'électricité propre admissibles.

CIIF

Contrôle interne à l'égard de l'information financière.

Cogénération

Centrale qui produit de l'électricité et une autre forme d'énergie thermique utile (comme la chaleur ou la vapeur) utilisée à des fins industrielles et commerciales ainsi que de chauffage ou de refroidissement.

Contrat d'achat d'électricité («CAÉ»)

Arrangement commercial à long terme pour la vente d'énergie électrique à des acheteurs aux termes des CAÉ.

Contrôles et procédures de communication de l'information («CPCI»)

Désignent les contrôles et autres procédures visant à assurer que l'information devant être communiquée dans les rapports que la Société dépose ou soumet en vertu des lois sur les valeurs mobilières est constatée, traitée, résumée et présentée dans les délais prescrits dans les lois sur les valeurs mobilières applicables. Les CPCI comprennent, sans s'y limiter, les contrôles et procédures conçus pour assurer à la Société que l'information qu'elle doit communiquer dans les rapports qu'elle dépose ou soumet en vertu des lois sur les valeurs mobilières applicables est consignée et communiquée à la direction, y compris le chef de la direction et le chef de la direction des finances, selon le cas, pour permettre la prise de décisions en temps opportun se rapportant à l'obligation de communication de l'information.

Débentures échangeables

Le 1^{er} mai 2019, Brookfield a investi 350 millions de dollars en échange de débentures subordonnées non garanties portant intérêt à 7 % échéant le 1^{er} mai 2039.

Disponibilité

Mesure du temps, exprimée en pourcentage des activités continues (24 heures sur 24, 365 jours par année) pendant laquelle une unité peut produire de l'électricité, peu importe si elle le fait réellement ou non.

Disponibilité ajustée

Ajustement de la disponibilité lorsque la conjoncture économique fait en sorte que des activités d'entretien courantes et d'envergure sont planifiées afin de réduire les dépenses au minimum. En contexte de prix élevés, les calendriers d'interruption établis seraient modifiés afin d'accélérer la remise en service de l'unité de production.

Énergie thermique en Alberta

Ce secteur comprend les anciennes unités de production et les unités de production converties de nos centrales de Sundance et de Keephills, ainsi que la mine de Highvale.

Facilité à terme

La facilité à terme de 400 millions de dollars avec notre syndicat bancaire, venant à échéance le 7 septembre 2025, assortie de taux d'intérêt qui varient en fonction de l'option choisie (p. ex. le taux préférentiel canadien et les acceptations bancaires).

Flux de trésorerie disponibles

Représentent le montant des flux de trésorerie disponible pour investir dans des initiatives de croissance, effectuer les remboursements du principal prévus sur la dette, rembourser la dette à l'échéance, verser des dividendes sur les actions ordinaires ou racheter des actions ordinaires. Ils correspondent aux flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation (flux de trésorerie d'exploitation) moins les fonds que la Société utilise pour l'achat, l'amélioration ou l'entretien des actifs à long terme afin d'optimiser l'efficacité ou la capacité de la Société (dépenses d'investissement).

Fonds provenant des activités d'exploitation

Fournissent des indications sur le montant des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, avant les variations du fonds de roulement, et permettent d'évaluer les tendances des flux de trésorerie par rapport aux résultats des périodes antérieures. Ils correspondent aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations du fonds de roulement et sont ajustés en fonction de transactions et de montants qui, selon la Société, ne sont pas représentatifs des flux de trésorerie liés aux activités courantes.

Gaz à effet de serre («GES»)

Gaz ayant le potentiel de retenir la chaleur dans l'atmosphère, y compris la vapeur d'eau, le dioxyde de carbone, le méthane, l'oxyde d'azote, les hydrofluorocarbones et les perfluorocarbones.

Gigajoule (GJ)

Unité métrique d'énergie couramment utilisée dans l'industrie de l'énergie. Un GJ est égal à 947 817 British Thermal Units («BTU»). Un GJ est également égal à 277,8 kilowattheures («kWh»).

Gigawatt (GW)

Unité de puissance électrique équivalant à 1 000 mégawatts.

Gigawattheure (GWh)

Mesure de consommation d'électricité qui correspond à l'utilisation de 1 000 mégawatts d'électricité pendant une heure.

IFRS

Normes internationales d'information financière.

Interruption non planifiée

Arrêt d'une unité de production en raison d'une panne imprévue.

Interruption planifiée

Arrêt planifié périodique d'une unité de production aux fins de travaux d'entretien d'envergure et de réparations. La durée, habituellement calculée en semaines, est établie à compter de l'arrêt de la centrale jusqu'à sa remise en service.

Mégawatt (MW)

Unité de puissance électrique équivalant à 1 000 000 de watts.

Mégawattheure (MWh)

Mesure de la consommation d'électricité qui correspond à l'utilisation de 1 000 000 de watts pendant une heure.

OPRA

Offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités.

Optimisation de la répartition

Pendant les périodes de faibles prix du marché, la Société peut choisir de ne pas produire d'électricité à partir de ses centrales thermiques et de monétiser ses positions de couverture ou de contrat.

Réduction de la capacité nominale

Réduire la capacité nominale d'une centrale ou d'une unité de production d'énergie.

Régime d'achat d'actions automatique («RAAA»)

Le RAAA vise à faciliter les rachats d'actions ordinaires dans le cadre de l'OPRA, y compris à des moments où la Société ne serait normalement pas autorisée à effectuer des achats en raison de restrictions réglementaires ou de périodes d'interdiction totale des opérations qu'elle s'impose.

Répartition économique

Acheter de l'électricité pour satisfaire aux obligations contractuelles lorsque cela s'avère rentable.

Services auxiliaires

En vertu de la loi intitulée *Electric Utilities Act*, les services auxiliaires sont les services nécessaires pour faire en sorte que le réseau électrique interconnecté soit exploité de manière à fournir un niveau de service satisfaisant grâce à des niveaux de tension et de fréquence acceptables.

TA Cogen

La Société détient une participation de 50,01 % dans TransAlta Cogeneration, LP («TA Cogen») qui détient et exploite trois centrales de cogénération alimentées au gaz naturel (Ottawa, Windsor et Fort Saskatchewan) et une centrale alimentée au gaz naturel (Sheerness), ou qui possède une participation dans ces centrales.

Titres échangeables

Le 22 mars 2019, la Société a conclu une convention d'investissement aux termes de laquelle Brookfield Renewable Partners et des membres du même groupe (collectivement «Brookfield») ont accepté d'investir 750 millions de dollars dans TransAlta par l'entremise de l'achat de titres échangeables, titres qui pourront être échangés contre une participation dans les capitaux propres des actifs hydroélectriques en Alberta de TransAlta dans le futur selon une valeur établie en fonction d'un multiple du BAIIA futur généré par les actifs hydroélectriques en Alberta («option d'échange»).

Turbine

Dispositif rotatif qui produit de l'énergie mécanique à partir de l'énergie d'un fluide (comme l'eau, la vapeur ou des gaz chauds). Les turbines convertissent l'énergie cinétique des fluides en énergie mécanique selon les principes de l'impulsion et de la réaction ou d'un mélange des deux.