

# TRANSALTA CORPORATION

## Rapport de gestion

### Rapport du premier 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

|             |                                                                      |             |                                                                             |
|-------------|----------------------------------------------------------------------|-------------|-----------------------------------------------------------------------------|
| <b>RG2</b>  | Énoncés prospectifs                                                  | <b>RG38</b> | Flux de trésorerie                                                          |
| <b>RG4</b>  | Description des activités                                            | <b>RG40</b> | Autre analyse consolidée                                                    |
| <b>RG7</b>  | Faits saillants                                                      | <b>RG40</b> | Instruments financiers                                                      |
| <b>RG13</b> | Dépenses d'investissement                                            | <b>RG41</b> | Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS |
| <b>RG14</b> | Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture | <b>RG48</b> | Principaux ratios financiers non conformes aux IFRS                         |
| <b>RG16</b> | Rendement financier et résultats d'exploitation sectoriels           | <b>RG49</b> | Perspectives pour 2024                                                      |
| <b>RG23</b> | Rendement par secteur et informations géographiques complémentaires  | <b>RG50</b> | Principales méthodes comptables et estimations comptables critiques         |
| <b>RG23</b> | Optimisation du portefeuille de centrales en Alberta                 | <b>RG50</b> | Modifications comptables                                                    |
| <b>RG26</b> | Principales informations trimestrielles                              | <b>RG51</b> | Gouvernance et gestion du risque                                            |
| <b>RG28</b> | Stratégie et capacité de produire des résultats                      | <b>RG51</b> | Nouveautés en matière de réglementation                                     |
| <b>RG33</b> | Situation financière                                                 | <b>RG54</b> | Contrôles et procédures de communication de l'information                   |
| <b>RG35</b> | Capital financier                                                    |             |                                                                             |

*Le présent rapport de gestion doit être lu avec nos états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités aux 31 mars 2024 et 2023 et pour les périodes de trois 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 31 mars 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 2 mai 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](http://www.sedarplus.ca), sur EDGAR à l'adresse [www.sec.gov](http://www.sec.gov) et sur notre site Web à l'adresse [www.transalta.com](http://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 et la marge brute du secteur Commercialisation de l'énergie; les objectifs de croissance élargis de la Société visant à produire 1,75 GW grâce à un investissement cible de 3,5 milliards \$ d'ici 2028, qui générera un BAIIA annuel de 350 millions \$; l'expansion du portefeuille de projets de développement de la Société à 10 GW d'ici 2028; les avantages prévus découlant du protocole d'entente (tel que défini ci-après) conclu avec le gouvernement de l'Alberta; la stratégie d'investissement de la Société visant à générer de la valeur à long terme pour les actionnaires; le niveau de dividende sur les actions ordinaires jusqu'en 2024; les projets en construction de la Société, y compris les dépenses d'investissement, le calendrier des activités commerciales et le BAIIA annuel prévu, dont

l'aménagement du parc éolien Horizon Hill; l'incidence des nouveaux ajouts d'actifs en 2024, y compris le parc éolien de Kent Hills, le réseau de transport à Mount Keith et le parc éolien White Rock; le développement des projets en phase de démarrage et de stade avancé; l'atteinte des avantages prévus du transfert des CIP (définis ci-après) 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 garantisser 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 %; la capacité de la Société à réaliser son objectif de décarbonation à long terme visant l'atteinte de la carboneutralité d'ici 2045; la réduction des émissions de carbone de 75 % d'ici 2026 par rapport aux niveaux de 2015; l'incidence attendue et le montant des coûts de conformité liés au carbone; la mise hors service de l'unité 2 de la centrale de Centralia à la fin de 2025; l'évolution de la réglementation et son incidence attendue sur la Société; les attentes en matière de refinancement de la dette; la détermination par la Société de contrats pour le transport de gaz naturel comme étant déficitaires dans le cas où la Société décidait de mettre hors service certaines installations avant la date d'échéance des contrats pour la livraison de gaz naturel; et le maintien par la Société de liquidités adéquates.

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 : 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 l'utilisation de nos actifs; 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; le risque de crédit lié aux contreparties 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»); 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 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 des restrictions concernant les projets d'énergie renouvelable, des règles modifiées de la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité, des changements attendus à la réglementation liée au transport, et de la mise en place d'un marché de l'énergie restructuré (tel que défini ci-après); 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 maintenant plus de 112 ans d'expérience dans le développement, la production et la vente 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 (transition énergétique). Nous sommes l'un des plus grands producteurs d'énergie éolienne 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.

Notre portefeuille hautement diversifié comprend à la fois des actifs de grande qualité visés par des contrats et des

actifs marchands. Environ 57 % de notre capacité installée totale est visée par des contrats conclus avec des contreparties solvables ou de première qualité. 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 52 % de notre capacité est située, et 75 % de notre capacité en Alberta peut être utilisée sur le marché de la production d'électricité marchande.

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. Pour en savoir plus, se reporter à la rubrique «Perspectives pour 2024» et à la rubrique «Optimisation du portefeuille de centrales de l'Alberta» du présent rapport de gestion.

Notre portefeuille diversifié est un facteur clé de réussite qui nous permet de générer des flux de trésorerie résilients tout en procurant des rendements ajustés en fonction du risque plus élevés pour nos actionnaires.

Le 1<sup>er</sup> 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 été mis en service. Le projet d'expansion de 132 kV à Mount Keith a également été achevé au premier trimestre de 2024.

Le tableau suivant présente la propriété consolidée de nos centrales dans les régions où nous exerçons nos activités au 31 mars 2024 :

|                        | Hydroélectricité              |                     | Énergie éolienne et énergie solaire        |                     | Gaz                                        |                     | Transition énergétique        |                                  | Total                                      |                     |
|------------------------|-------------------------------|---------------------|--------------------------------------------|---------------------|--------------------------------------------|---------------------|-------------------------------|----------------------------------|--------------------------------------------|---------------------|
|                        | Capacité installée brute (MW) | Nombre de centrales | Capacité installée brute (MW) <sup>1</sup> | Nombre de centrales | Capacité installée brute (MW) <sup>1</sup> | Nombre de centrales | Capacité installée brute (MW) | Nombre de centrales <sup>2</sup> | Capacité installée brute (MW) <sup>1</sup> | Nombre de centrales |
| <b>Au 31 mars 2024</b> |                               |                     |                                            |                     |                                            |                     |                               |                                  |                                            |                     |
| 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             | —                             | —                   | 619                                        | 8                   | 29                                         | 1                   | 671                           | 2                                | 1 319                                      | 11                  |
| Australie              | —                             | —                   | 48                                         | 3                   | 450                                        | 6                   | —                             | —                                | 498                                        | 9                   |
| <b>Total</b>           | <b>922</b>                    | <b>24</b>           | <b>2 184</b>                               | <b>34</b>           | <b>3 087</b>                               | <b>17</b>           | <b>671</b>                    | <b>2</b>                         | <b>6 864</b>                               | <b>77</b>           |

1) La capacité installée brute pour la présentation de l'information financière consolidée représente 100 % de la production 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 l'unité 1 de la centrale de Centralia et la centrale hydroélectrique de Skookumchuck.

## Flux de trésorerie stables et prévisibles

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 31 mars 2024 :

| Au 31 mars 2024                                                                 | Hydro-électricité | Énergie éolienne et énergie solaire | Gaz          | Transition énergétique | Total        |
|---------------------------------------------------------------------------------|-------------------|-------------------------------------|--------------|------------------------|--------------|
|                                                                                 |                   |                                     |              |                        |              |
| Alberta                                                                         | —                 | 374                                 | 511          | —                      | 885          |
| Canada, sans l'Alberta                                                          | 88                | 751                                 | 645          | —                      | 1 484        |
| États-Unis                                                                      | —                 | 619                                 | 29           | 381                    | 1 029        |
| Australie                                                                       | —                 | 48                                  | 450          | —                      | 498          |
| <b>Capacité totale visée par des contrats (MW)</b>                              | <b>88</b>         | <b>1 792</b>                        | <b>1 635</b> | <b>381</b>             | <b>3 896</b> |
| <b>Capacité visée par des contrats en pourcentage de la capacité totale (%)</b> | <b>10 %</b>       | <b>82 %</b>                         | <b>53 %</b>  | <b>57 %</b>            | <b>57 %</b>  |

Le tableau suivant présente la durée de vie contractuelle moyenne pondérée (en années) de nos centrales dans les régions où nous exerçons nos activités au 31 mars 2024 :

| Au 31 mars 2024                                                             | Énergie éolienne et énergie solaire |    | Transition Gaz énergétique |   | Total |
|-----------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------|----|----------------------------|---|-------|
|                                                                             | Hydro-électricité                   |    |                            |   |       |
| Alberta <sup>1, 2</sup>                                                     | —                                   | 16 | 7                          | — | 11    |
| Canada sans l'Alberta <sup>2</sup>                                          | 10                                  | 10 | 8                          | — | 9     |
| États-Unis <sup>2</sup>                                                     | —                                   | 11 | 2                          | 2 | 7     |
| Australie <sup>2</sup>                                                      | —                                   | 15 | 15                         | — | 15    |
| <b>Total de la durée de vie contractuelle pondérée (années)<sup>2</sup></b> | 10                                  | 12 | 9                          | 2 | 10    |

1) La durée de vie contractuelle résiduelle moyenne pondérée dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire a trait à la durée du contrat du parc éolien Garden Plain (130 MW), de la centrale de McBride Lake (38 MW) et du projet de parc éolien Windrise (206 MW). La durée de vie contractuelle résiduelle moyenne pondérée dans le secteur Gaz a trait à la durée du contrat de la centrale de Poplar Creek (230 MW) et de la centrale de Fort Saskatchewan (71 MW), ainsi qu'à une capacité contractuelle qui n'est pas directement visée par des contrats avec une installation (210 MW).

2) En ce qui concerne l'électricité produite dans le cadre de contrats d'achat d'électricité («CAÉ») à long terme et d'autres contrats à long terme, la durée de vie contractuelle moyenne pondérée résiduelle est fondée sur la capacité installée brute moyenne à long terme.

La plupart des contrats d'achat d'électricité à long terme de TransAlta sont conclus avec des contreparties solvables ou de première qualité. De plus, notre stratégie de couverture financière, qui comprend le maintien d'une base importante de clients commerciaux et industriels en Alberta, soutient davantage la production de flux de trésorerie stables et prévisibles.

## Faits saillants

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2024, la Société a affiché un solide rendement financier et opérationnel et est en voie de réaliser ses perspectives pour 2024 grâce à la gestion active de son portefeuille

d'actifs marchands et aux stratégies de couverture, y compris une hausse de la production dans les secteurs Hydroélectricité et Gaz.

| (en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)                           | Trois mois clos les 31 mars |       |
|-----------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------|-------|
|                                                                                         | 2024                        | 2023  |
| <b>Informations opérationnelles</b>                                                     |                             |       |
| Disponibilité ajustée (%)                                                               | 92,3                        | 92,0  |
| Production (GWh)                                                                        | 6 178                       | 5 972 |
| <b>Principales informations financières</b>                                             |                             |       |
| Produits des activités ordinaires                                                       | 947                         | 1 089 |
| Résultat avant impôts sur le résultat                                                   | 267                         | 383   |
| BAIIA ajusté <sup>1</sup>                                                               | 328                         | 503   |
| Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires                              | 222                         | 294   |
| <b>Flux de trésorerie</b>                                                               |                             |       |
| Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation                                    | 244                         | 462   |
| Fonds provenant des activités d'exploitation <sup>1</sup>                               | 239                         | 374   |
| Flux de trésorerie disponibles <sup>1</sup>                                             | 206                         | 263   |
| <b>Par action</b>                                                                       |                             |       |
| Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation                                | 308                         | 268   |
| Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué | 0,72                        | 1,10  |
| Fonds provenant des activités d'exploitation par action <sup>1, 2</sup>                 | 0,78                        | 1,40  |
| Flux de trésorerie disponibles par action <sup>1, 2</sup>                               | 0,67                        | 0,98  |

| Aux                                                             | 31 mars 2024 | 31 déc. 2023 |
|-----------------------------------------------------------------|--------------|--------------|
| <b>Situation de trésorerie et sources de financement</b>        |              |              |
| Liquidités disponibles                                          | 1 737        | 1 738        |
| Dette nette ajustée sur le BAIIA ajusté <sup>1</sup> (multiple) | 2,8          | 2,5          |
| Total de la dette nette consolidée <sup>1, 3</sup>              | 3 384        | 3 453        |
| <b>Actif et passif</b>                                          |              |              |
| Total de l'actif                                                | 8 752        | 8 659        |
| Total des passifs non courants                                  | 4 487        | 5 253        |
| Total du passif                                                 | 6 820        | 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 31 mars         | 2024        | 2023        |
|-------------------------------------|-------------|-------------|
| Hydroélectricité                    | 91,9        | 94,1        |
| Énergie éolienne et énergie solaire | 93,4        | 82,9        |
| Gaz                                 | 94,6        | 96,4        |
| Transition énergétique              | 79,0        | 94,5        |
| <b>Disponibilité ajustée (%)</b>    | <b>92,3</b> | <b>92,0</b> |

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. 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 la période de trois mois close le 31 mars 2024 s'est établie à 92,3 %, comparativement à 92,0 % pour la période correspondante de 2023.

La hausse de la disponibilité ajustée s'explique principalement par :

- la remise en service du parc éolien de Kent Hills;
- le nombre moins élevé d'interruptions non planifiées dans le secteur Énergie éolienne et énergie solaire; le tout en partie contrebalancé par :
- des interruptions non planifiées à l'unité 2 de la centrale de Centralia dans le secteur Transition énergétique;
- des interruptions non planifiées à l'unité 6 de la centrale de Sundance et dans les centrales alimentées au gaz en Australie dans le secteur Gaz; et
- des interruptions planifiées pour des travaux d'entretien d'envergure dans le secteur Hydroélectricité.

### 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 |
| <b>Aux 31 mars</b>                  |                         |                                       |                                                       |                         |                                       |                                                       |
| Hydroélectricité                    | 351                     | 402                                   | 87 %                                                  | 306                     | 402                                   | 76 %                                                  |
| Énergie éolienne et énergie solaire | 1 498                   | 1 644                                 | 91 %                                                  | 1 197                   | 1 423                                 | 84 %                                                  |
| Gaz                                 | 3 528                   |                                       |                                                       | 3 172                   |                                       |                                                       |
| Transition énergétique              | 801                     |                                       |                                                       | 1 297                   |                                       |                                                       |
| <b>Total</b>                        | <b>6 178</b>            |                                       |                                                       | <b>5 972</b>            |                                       |                                                       |

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 notre modèle de simulation et reposant sur des données historiques sur une période généralement supérieure à 25 ans.



La production moyenne à long terme des centrales du secteur Transition énergétique n'est pas prise en compte, car nous sommes actuellement dans une phase visant la transition de ces unités en prévision de la mise hors service de la dernière unité d'ici la fin de 2025. La production moyenne à long terme du secteur Gaz 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 la période de trois mois close le 31 mars 2024 a augmenté de 206 GWh, ou 3 %, par rapport à celle de la période correspondante de 2023.

La production de nos actifs d'énergie renouvelable pour la période de trois mois close le 31 mars 2024 a augmenté de 346 GWh, ou 23 %, par rapport à celle de la période correspondante de 2023, représentant 90 % de la production moyenne à long terme.

La production du secteur Énergie éolienne et énergie solaire a augmenté de 301 GWh, ou 25 %, en raison surtout de :

- la production provenant des nouveaux parcs éoliens, y compris le parc éolien White Rock West mis en service en janvier 2024 et le parc éolien Garden Plain mis en service en août 2023;
- la remise en service du parc éolien Kent Hills, achevée au premier trimestre de 2024;

## Prix du marché

| Trois mois clos les 31 mars                                                  | 2024 | 2023 |
|------------------------------------------------------------------------------|------|------|
| Prix au comptant de l'électricité en Alberta (\$/MWh)                        | 99   | 142  |
| Prix au comptant de l'électricité dans la région du Mid-Columbia (\$ US/MWh) | 104  | 106  |
| Prix au comptant de l'électricité en Ontario (\$/MWh)                        | 33   | 27   |
| Prix du gaz naturel (AECO) par GJ (\$)                                       | 1,94 | 3,08 |

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2024, les prix au comptant de l'électricité en Alberta ont été moins élevés en moyenne par rapport à ceux de la période correspondante de 2023, en raison des conditions météorologiques plus clémentes et des ajouts de nouvel approvisionnement en gaz naturel, en énergie éolienne et en énergie solaire sur le marché.

Les prix au comptant de l'électricité dans le Nord-Ouest Pacifique sont comparables en moyenne à ceux de la période correspondante de 2023, ce qui s'explique

- la production préalable à la mise en service du parc éolien White Rock East et du parc éolien Horizon Hill; le tout en partie contrebalancé par :
- la diminution des ressources éoliennes en Alberta.

La production du secteur Hydroélectricité a augmenté de 45 GWh, ou 15 %, représentant 87 % de la production moyenne à long terme. La hausse de la production d'énergie dans le secteur Hydroélectricité au cours du trimestre s'explique par la forte demande découlant des périodes marquées par des températures extrêmement froides en Alberta.

La production du secteur Gaz a augmenté de 356 GWh, ou 11 %. La hausse de la production du secteur est surtout attribuable à la centrale de Sarnia, les conditions du marché favorables ayant permis une meilleure répartition et entraîné une production marchande accrue sur le réseau de l'Ontario.

La production du secteur Transition énergétique a subi les répercussions d'un nombre plus élevé d'heures d'interruption non planifiée et de la plus grande répartition économique à la centrale de Centralia par rapport à la période précédente.

toutefois par les prix élevés concentrés au mois de janvier du trimestre considéré.

Les prix du gaz naturel de l'AECO pour la période de trois mois close le 31 mars 2024 étaient moins élevés que ceux de la période correspondante de 2023, en raison principalement de l'accroissement de la production 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 31 mars                                                    | 2024 | 2023  |
|--------------------------------------------------------------------------------|------|-------|
| Produits des activités ordinaires                                              | 947  | 1 089 |
| Coûts du combustible et des achats d'électricité                               | 323  | 325   |
| Coûts de conformité liés au carbone                                            | 40   | 32    |
| Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration | 134  | 124   |
| Amortissement                                                                  | 124  | 176   |
| Résultat avant impôts sur le résultat                                          | 267  | 383   |
| Charge d'impôts sur le résultat                                                | 29   | 49    |
| Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires                     | 222  | 294   |
| Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle         | 16   | 40    |

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

Les **produits des activités ordinaires** ont totalisé 947 millions de dollars, en baisse de 142 millions de dollars, ou 13 %, comparativement à ceux de la période correspondante de 2023, en raison surtout :

- d'une diminution des produits tirés des ventes marchandes en Alberta attribuable à la baisse des prix de l'électricité au comptant et couverts;
- d'une diminution de la production à la centrale de Centralia dans le secteur Transition énergétique; et
- d'une baisse des profits réalisés et latents des positions de couverture et de dérivés dans le secteur Transition énergétique.

Les **coûts du combustible et des achats d'électricité** ont totalisé 323 millions de dollars, en baisse de 2 millions de dollars, ou 1 %, comparativement à ceux de la période correspondante de 2023, en raison surtout :

- d'une diminution de la production dans le secteur Transition énergétique; et
- d'une baisse des prix du gaz naturel, contrebalancée en partie par :
- une hausse de la production dans le secteur Gaz.

Les **coûts de conformité liés au carbone** ont totalisé 40 millions de dollars, en hausse de 8 millions de dollars, ou 25 %, par rapport 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; et

- d'une hausse de la production dans le secteur Gaz.

Les **charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration** ont totalisé 134 millions de dollars, en hausse de 10 millions de dollars, ou 8 %, par rapport à celles de la période correspondante de 2023, en raison surtout :

- d'une hausse des dépenses visant des initiatives stratégiques et de croissance; et
- d'une hausse des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration attribuable à l'ajout du parc éolien Garden Plain, du parc éolien White Rock West et du parc solaire dans le nord de la région de Goldfields.

L'**amortissement** a totalisé 124 millions de dollars, en baisse de 52 millions de dollars, ou 30 %, comparativement à celui de la période correspondante de 2023, du fait principalement des révisions de la durée d'utilité de certaines installations effectuées au cours des périodes antérieures.

Le **résultat avant impôts sur le résultat** a totalisé 267 millions de dollars, en baisse de 116 millions de dollars, ou 30 %, par rapport à celui de la période correspondante de 2023, en raison des éléments susmentionnés.

La **charge d'impôt sur le résultat** a totalisé 29 millions de dollars, en baisse de 20 millions de dollars, ou 41 %, par rapport à celle de la période correspondante de 2023, en raison d'une diminution du résultat avant impôts sur le résultat et d'une baisse des charges non déductibles liées aux activités aux États-Unis.

Le **résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle** a totalisé 16 millions de dollars, en baisse de 24 millions de dollars, ou 60 %, par rapport à la période correspondante de 2023, en raison surtout de la baisse du résultat net de TransAlta Cogeneration, LP («TA Cogen») et de l'absence de résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle de TransAlta Renewables Inc. («TransAlta Renewables») au premier trimestre de 2024.

## BAlIA ajusté

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2024, le BAlIA ajusté de la Société s'est établi à 328 millions de dollars, comparativement à 503 millions de dollars pour la période correspondante de 2023, en baisse de 175 millions de dollars. Les principaux facteurs ayant une incidence sur le BAlIA ajusté sont résumés dans le tableau qui suit.

### Trois mois clos les 31 mars

|                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                  |            |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| BAlIA ajusté pour la période de trois mois close le 31 mars 2023                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                 | 503        |
| <b>Hydroélectricité :</b> Diminution attribuable surtout à une baisse des profits réalisés sur les contrats à terme de gré à gré par rapport à ceux de la période précédente et à une baisse des prix réalisés de l'électricité et des services auxiliaires sur le marché de l'Alberta, le tout en partie contrebalancé par une hausse de la production et une hausse des produits tirés des attributs environnementaux.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         | (19)       |
| <b>Énergie éolienne et énergie solaire :</b> Augmentation principalement attribuable à la hausse des produits tirés des attributs environnementaux, à la remise en service des unités du parc éolien de Kent Hills, à la mise en service du parc éolien Garden Plain, du parc éolien White Rock West et du parc solaire dans le nord de la région de Goldfields, le tout en partie contrebalancé par une diminution des prix réalisés de l'électricité sur le marché de l'Alberta, l'affaiblissement des ressources éoliennes dans l'ensemble des parcs en exploitation en 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. | 1          |
| <b>Gaz :</b> Diminution découlant principalement de la baisse des prix réalisés de l'électricité et des services auxiliaires en Alberta, de la baisse des paiements de capacité de Southern Cross Energy en raison de la fin des frais liés à la demande de puissance en vertu du contrat avec le client applicable, de la hausse des prix du carbone et des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration, contrebalancée par le début des paiements de capacité au titre de l'expansion du réseau de transport de 132 kV à Mount Keith et la baisse des coûts des produits de base liés au gaz naturel.                                                                                                       | (106)      |
| <b>Transition énergétique :</b> Diminution surtout attribuable à la baisse de la production découlant du nombre plus élevé d'interruptions non planifiées et de la plus grande répartition économique en raison de la baisse des prix du marché, le tout en partie contrebalancé par la baisse des coûts du combustible et des achats d'électricité.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             | (28)       |
| <b>Commercialisation de l'énergie :</b> Diminution attribuable surtout à la baisse du volume de transactions réglées au cours de la période sur les positions de marché par rapport à la période précédente, contrebalancée par une baisse des charges au titre de l'exploitation, de l'entretien et de l'administration en raison de la baisse des incitatifs.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                  | (19)       |
| <b>Siège social :</b> Diminution attribuable surtout à l'augmentation des dépenses à l'appui des initiatives stratégiques de croissance.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         | (4)        |
| <b>BAlIA ajusté<sup>1</sup> pour la période de trois mois close le 31 mars 2024</b>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                              | <b>328</b> |

1) Le BAlIA ajusté n'est pas défini et n'a pas de signification normalisée en vertu des 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 la période de trois mois close le 31 mars 2024, les flux de trésorerie disponibles de la Société ont diminué de 57 millions de dollars, ou 22 %, par rapport à ceux de la période correspondante de 2023. Les principaux facteurs ayant une incidence sur les flux de trésorerie disponibles sont résumés dans le tableau qui suit.

|                                                                                                                                                                                                                                                                 | Trois mois clos<br>les 31 mars |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------|
| Flux de trésorerie disponibles pour la période de trois mois close le 31 mars 2023                                                                                                                                                                              | 263                            |
| Baisse du BAIIA ajusté attribuable aux éléments susmentionnés                                                                                                                                                                                                   | (175)                          |
| Diminution de la charge d'impôt exigible découlant de la baisse du résultat avant impôts sur le résultat                                                                                                                                                        | 33                             |
| Diminution des dépenses d'investissement de maintien : Les dépenses ont été contrebalancées par l'obtention d'un incitatif à la location associé au déménagement des bureaux du siège social de la Société.                                                     | 21                             |
| Baisse des distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales :<br>Baisse attribuable au calendrier des distributions versées à TA Cogen et à la cessation du versement de distributions à TransAlta Renewables Inc. | 57                             |
| Autres éléments sans effet de trésorerie <sup>1</sup>                                                                                                                                                                                                           | 14                             |
| Divers <sup>2</sup>                                                                                                                                                                                                                                             | (7)                            |
| <b>Flux de trésorerie disponibles<sup>3</sup> pour la période de trois mois close le 31 mars 2024</b>                                                                                                                                                           | <b>206</b>                     |

- 1) Le poste Autres éléments sans effet de trésorerie comprend l'obligation liée au carbone, les passifs sur contrat et le contrat de redevances déficitaire conclu avec le parc solaire Sunhills. 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.
- 2) 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) Les flux de trésorerie disponibles ne sont pas définis et n'ont pas de signification normalisée en vertu des 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.

| Trois mois clos les 31 mars                            | 2024       | 2023      |
|--------------------------------------------------------|------------|-----------|
| Hydroélectricité                                       | 3          | 6         |
| Énergie éolienne et énergie solaire                    | 2          | 3         |
| Gaz                                                    | 3          | 3         |
| Siège social                                           | (9)        | 8         |
| <b>Total des dépenses d'investissement de maintien</b> | <b>(1)</b> | <b>20</b> |

Le total des dépenses d'investissement de maintien a diminué de 21 millions de dollars en 2024 par rapport à celui de la période correspondante 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 hydroélectriques en Alberta.

| Trois mois clos les 31 mars                       | 2024      | 2023       |
|---------------------------------------------------|-----------|------------|
| Hydroélectricité                                  | 2         | —          |
| Énergie éolienne et énergie solaire               | 41        | 255        |
| Gaz                                               | 3         | —          |
| Siège social <sup>1</sup>                         | 9         | 15         |
| <b>Dépenses de croissance et de développement</b> | <b>55</b> | <b>270</b> |

1) Les dépenses liées aux projets en développement sont incluses dans le secteur Siège social.

Au premier trimestre de 2024, les dépenses de croissance et de développement ont diminué par rapport à celles de la période correspondante de 2023 en raison surtout des projets de parcs éoliens White Rock East et Horizon Hill qui en sont aux dernières étapes de construction. Le parc éolien White Rock West et l'expansion du réseau de transport de 132 kV à Mount Keith ont été achevés et mis en service au premier

trimestre de 2024. Outre ces projets, 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 section «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 en service des parcs éoliens White Rock

Le 1<sup>er</sup> 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 White Rock sont visés par deux CAÉ à long terme avec Amazon visant l'enlèvement de la totalité de la production de ces parcs éoliens. Le portefeuille de production d'énergie éolienne de la Société aux États-Unis comporte désormais une capacité installée brute de 819 MW.

### Assemblée annuelle des actionnaires

L'honorable Rona Ambrose ne s'est pas portée candidate en vue de sa réélection et a quitté le conseil d'administration après l'assemblée annuelle des actionnaires qui a eu lieu le 25 avril 2024. Le conseil d'administration tient à lui exprimer sa gratitude pour les services qu'elle a rendus à la Société. Elle a été un membre inestimable de notre conseil depuis 2017 et nous la remercions pour ses précieux conseils et pour le leadership dont elle a fait preuve, notamment sa contribution en tant que présidente du comité de la gouvernance, de la sécurité et du développement durable du conseil.

Lors de l'assemblée annuelle des porteurs d'actions ordinaires de TransAlta, tous les points à l'ordre du jour de la Société ont été fort bien accueillis, notamment l'élection de 12 administrateurs, la reconduction de la nomination de l'auditeur et un vote consultatif sur la rémunération.

### Protocole d'entente sur le bassin de la rivière Bow

Le 19 avril 2024, la Société a annoncé avoir conclu un protocole d'entente volontaire de partage de l'eau avec plus de trente autres détenteurs de permis d'utilisation des eaux du bassin de la rivière Bow. Le gouvernement de l'Alberta continue de prévoir une baisse des niveaux de l'eau cet été et de s'y préparer et se préoccupe particulièrement du sud de l'Alberta, où l'agriculture pourrait être touchée par des pénuries d'eau. Le gouvernement de l'Alberta assume la coordination de l'utilisation de l'eau parmi les détenteurs de permis d'utilisation des eaux des bassins fluviaux d'Alberta afin de s'assurer que chaque détenteur obtiendra la quantité d'eau dont il a besoin plutôt que la quantité à laquelle il a droit. Compte tenu du rôle unique que joue la Société dans la gestion des débits d'eau tout en étant également un fournisseur clé du réseau électrique de l'Alberta, nous sommes impatients de collaborer avec le gouvernement et les parties prenantes en aval pour maximiser le stockage de l'eau à l'aube de la saison afin de contribuer à atténuer la

sécheresse prévue. Nous nous attendons à ce que les efforts de gestion de l'eau de la Société n'aient pas d'incidence négative sur nos objectifs environnementaux et de production d'électricité.

## **TransAlta annonce le départ à la retraite du chef des finances et la nomination du nouveau chef des finances**

Le 11 avril 2024, la Société a annoncé le départ à la retraite de Todd Stack, vice-président directeur, Finances et chef des finances de la Société à compter du 30 juin 2024. Les membres du conseil d'administration (le «conseil») tiennent à remercier sincèrement M. Stack pour son dévouement envers TransAlta et à souligner son succès au cours des 34 années passées au sein de la Société.

Le conseil a nommé Joel E. Hunter au poste de vice-président directeur, Finances et chef des finances, avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> 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. La Société a annoncé précédemment un programme amélioré de rachat d'actions ordinaires pour 2024 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.

La Société avait également annoncé avoir reçu l'approbation de la Bourse de Toronto («TSX») visant le rachat d'au plus 14 000 000 de ses actions ordinaires au cours de la période de 12 mois commencée le 31 mai 2023 et qui se terminera le 30 mai 2024. La Société entend renouveler l'OPRA en mai 2024.

Le 19 mars 2024, la Société a conclu un RAAA afin de faciliter les rachats des actions ordinaires de TransAlta en vertu de son OPRA.

Dans le cadre du RAAA, le courtier de la Société peut racheter des actions ordinaires à partir de la date d'entrée en vigueur du RAAA jusqu'à la fin de ce dernier. Tous les rachats d'actions ordinaires effectués dans le cadre du RAAA seront inclus dans le calcul du nombre d'actions ordinaires rachetées en vertu de l'OPRA. Le RAAA sera résilié selon le premier des événements suivants à survenir : a) les limites de rachat maximales en vertu du RAAA sont atteintes; b) le 3 mai 2024; ou c) la Société met fin au RAAA conformément à ses modalités.

Au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2024, la Société a racheté et annulé un total de 3 460 300 actions ordinaires à un prix moyen de 9,36 \$ par action ordinaire, pour un coût total de 32 millions de dollars.

## **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.

## **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 projets de parcs éoliens White Rock et Horizon Hill. Le BAIIA annuel moyen qui devrait être généré par ces contrats s'élève à environ 57 millions de dollars (43 millions de dollars américains).

## 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 closes les 31 mars :

| Trois mois clos les 31 mars                  | BAIIA ajusté <sup>1</sup> |            |
|----------------------------------------------|---------------------------|------------|
|                                              | 2024                      | 2023       |
| Hydroélectricité                             | 87                        | 106        |
| Énergie éolienne et énergie solaire          | 89                        | 88         |
| Gaz                                          | 134                       | 240        |
| Transition énergétique                       | 26                        | 54         |
| Commercialisation de l'énergie               | 20                        | 39         |
| Siège social                                 | (28)                      | (24)       |
| <b>Total du BAIIA ajusté<sup>1</sup></b>     | <b>328</b>                | <b>503</b> |
| <b>Résultat avant impôts sur le résultat</b> | <b>267</b>                | <b>383</b> |

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.



## Hydroélectricité

| Trois mois clos les 31 mars                                                                             | 2024        | 2023        | Variation |        |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------|-------------|-----------|--------|
| <b>Capacité installée brute (MW)</b>                                                                    | <b>922</b>  | <b>922</b>  | —         | — %    |
| <b>Production moyenne à long terme (GWh)</b>                                                            | <b>402</b>  | <b>402</b>  | —         | — %    |
| <b>Disponibilité (%)</b>                                                                                | <b>91,9</b> | <b>94,1</b> | (2,2)     | (2) %  |
| <b>Production</b>                                                                                       |             |             |           |        |
| Production visée par des contrats (GWh)                                                                 | 38          | 23          | 15        | 65 %   |
| Production marchande (GWh)                                                                              | 313         | 283         | 30        | 11 %   |
| <b>Total de la production d'énergie (GWh)</b>                                                           | <b>351</b>  | <b>306</b>  | 45        | 15 %   |
| Volumes des services auxiliaires (GWh) <sup>1</sup>                                                     | 661         | 643         | 18        | 3 %    |
| Produits des actifs hydroélectriques en Alberta <sup>2, 3</sup>                                         | 49          | 71          | (22)      | (31) % |
| Produits des autres actifs hydroélectriques et autres produits des activités ordinaires <sup>2, 4</sup> | 8           | 6           | 2         | 33 %   |
| Produits des actifs hydroélectriques en Alberta – Services auxiliaires <sup>1</sup>                     | 36          | 39          | (3)       | (8) %  |
| Produits tirés des attributs environnementaux                                                           | 14          | 8           | 6         | 75 %   |
| <b>Produits des activités ordinaires<sup>5</sup></b>                                                    | <b>107</b>  | <b>124</b>  | (17)      | (14) % |
| Coûts du combustible et des achats d'électricité                                                        | 6           | 5           | 1         | 20 %   |
| <b>Marge brute<sup>6</sup></b>                                                                          | <b>101</b>  | <b>119</b>  | (18)      | (15) % |
| Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration                          | 13          | 12          | 1         | 8 %    |
| Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat                                                  | 1           | 1           | —         | — %    |
| <b>BAILA ajusté<sup>6</sup></b>                                                                         | <b>87</b>   | <b>106</b>  | (19)      | (18) % |
| <b>Informations complémentaires :</b>                                                                   |             |             |           |        |
| <b>Produits des activités ordinaires bruts par MWh</b>                                                  |             |             |           |        |
| Actifs hydroélectriques en Alberta – Énergie (\$/MWh) <sup>2, 3</sup>                                   | 152         | 258         | (106)     | (41) % |
| Actifs hydroélectriques en Alberta – Services auxiliaires (\$/MWh) <sup>1</sup>                         | 54          | 60          | (6)       | (10) % |

1) Services auxiliaires tels qu'ils sont décrits dans le document *Consolidated Authoritative Document Glossary* de l'Alberta Electric System Operator (l'«AESO»).

2) Les actifs hydroélectriques en Alberta comprennent 13 centrales hydroélectriques sur les réseaux de Bow River et de North Saskatchewan River. Les autres actifs hydroélectriques comprennent nos centrales hydroélectriques 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 pour le premier trimestre de 2023 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 BAILA ajusté, se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

6) 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 la période de trois mois close le 31 mars 2024 ont diminué par rapport à ceux de la période correspondante de 2023, en raison surtout :

- d'une baisse des prix réalisés de l'électricité et des prix des services auxiliaires sur le marché albertain; et
- d'une diminution des profits réalisés sur les contrats à terme de gré à gré comparativement à la période précédente, alors que la Société a dégagé des produits des activités ordinaires des couvertures à terme pour les actifs hydroélectriques en Alberta et des profits réalisés tirés de la stratégie de couverture au premier trimestre de 2023; le tout en partie contrebalancé par :
- la hausse de la production en raison de la forte demande pendant les périodes marquées par des températures extrêmement froides en Alberta; et

- l'augmentation des ventes d'attributs environnementaux à des tiers.

Le BAIIA ajusté pour la période de trois mois close le 31 mars 2024 a diminué par rapport à la période correspondante 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 31 mars                                                    | 2024         | 2023         | Variation |      |
|--------------------------------------------------------------------------------|--------------|--------------|-----------|------|
| <b>Capacité installée brute (MW)<sup>1</sup></b>                               | <b>2 184</b> | <b>1 906</b> | 278       | 15 % |
| <b>Production moyenne à long terme (GWh)</b>                                   | <b>1 644</b> | <b>1 423</b> | 221       | 16 % |
| <b>Disponibilité (%)</b>                                                       | <b>93,4</b>  | <b>82,9</b>  | 10,5      | 13 % |
| <b>Production</b>                                                              |              |              |           |      |
| Production visée par des contrats (GWh)                                        | 1 154        | 871          | 283       | 32 % |
| Production marchande (GWh)                                                     | 344          | 326          | 18        | 6 %  |
| <b>Total de la production (GWh)</b>                                            | <b>1 498</b> | <b>1 197</b> | 301       | 25 % |
| Produits générés par le secteur Énergie éolienne et énergie solaire            | 102          | 102          | —         | — %  |
| Produits tirés des attributs environnementaux                                  | 18           | 13           | 5         | 38 % |
| <b>Produits des activités ordinaires<sup>2</sup></b>                           | <b>120</b>   | <b>115</b>   | 5         | 4 %  |
| Coûts du combustible et des achats d'électricité                               | 9            | 9            | —         | — %  |
| <b>Marge brute<sup>3</sup></b>                                                 | <b>111</b>   | <b>106</b>   | 5         | 5 %  |
| Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration | 20           | 17           | 3         | 18 % |
| Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat                         | 4            | 3            | 1         | 33 % |
| Autres produits d'exploitation, montant net                                    | (2)          | (2)          | —         | — %  |
| <b>BAlIA ajusté<sup>3</sup></b>                                                | <b>89</b>    | <b>88</b>    | 1         | 1 %  |

1) La capacité installée brute et la disponibilité pour 2024 comprennent le parc éolien Garden Plain d'une puissance de 130 MW qui a été mis en service en août 2023, les centrales solaires de 48 MW dans le nord de la région de Goldfields qui ont été mises en service en novembre 2023 et le parc éolien White Rock West de 100 MW qui a été mis en service en janvier 2024.

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 la période de trois mois close le 31 mars 2024 ont augmenté par rapport à ceux de la période correspondante de 2023, en raison surtout :

- d'une augmentation des produits tirés des attributs environnementaux;
- d'une hausse de la production attribuable à la remise en service des unités du parc éolien de Kent Hills; et
- de la mise en service des parcs éoliens Garden Plain et White Rock West et du parc solaire dans le nord de la région de Goldfields; le tout contrebalancé par :
- une baisse des prix réalisés de l'électricité en Alberta; et
- l'affaiblissement des ressources éoliennes dans l'ensemble des parcs en exploitation en Alberta.

Le BAlIA ajusté pour la période de trois mois close le 31 mars 2024 a augmenté par rapport à la période correspondante de 2023, du fait essentiellement :

- 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 et White Rock West 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 31 mars                                                    | 2024         | 2023         | Variation |        |
|--------------------------------------------------------------------------------|--------------|--------------|-----------|--------|
| <b>Capacité installée brute (MW)</b>                                           | <b>3 087</b> | <b>3 084</b> | 3         | — %    |
| <b>Disponibilité (%)</b>                                                       | <b>94,6</b>  | <b>96,4</b>  | (1,8)     | (2) %  |
| <b>Production</b>                                                              |              |              |           |        |
| Volumes des ventes contractuelles (GWh)                                        | 1 504        | 1 003        | 501       | 50 %   |
| Volume des ventes marchandes (GWh)                                             | 2 045        | 2 249        | (204)     | (9) %  |
| Achats d'électricité (GWh) <sup>1</sup>                                        | (21)         | (80)         | 59        | (74) % |
| <b>Total de la production (GWh)</b>                                            | <b>3 528</b> | <b>3 172</b> | 356       | 11 %   |
| <b>Produits des activités ordinaires<sup>2</sup></b>                           | <b>354</b>   | <b>435</b>   | (81)      | (19) % |
| Coûts du combustible et des achats d'électricité <sup>2</sup>                  | 141          | 129          | 12        | 9 %    |
| Coûts de conformité liés au carbone                                            | 40           | 32           | 8         | 25 %   |
| <b>Marge brute<sup>3</sup></b>                                                 | <b>173</b>   | <b>274</b>   | (101)     | (37) % |
| Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration | 46           | 41           | 5         | 12 %   |
| Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat                         | 3            | 4            | (1)       | (25) % |
| Autres produits d'exploitation, montant net                                    | (10)         | (11)         | 1         | (9) %  |
| <b>BAIIA ajusté<sup>3</sup></b>                                                | <b>134</b>   | <b>240</b>   | (106)     | (44) % |

1) L'électricité nécessaire pour satisfaire aux obligations contractuelles pendant les interruptions planifiées et non planifiées 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 BAIIA ajusté, se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles et mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

3) 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 la période de trois mois close le 31 mars 2024 ont diminué par rapport à ceux de la période correspondante de 2023, en raison surtout :

- de la diminution des prix réalisés de l'électricité et des services auxiliaires de la base de production marchande en Alberta découlant de la baisse des prix au comptant et de l'incidence des contrats de couverture à prix réduits; et
- de 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 BAIIA ajusté pour la période de trois mois close le 31 mars 2024 a diminué par rapport à la période correspondante de 2023, du fait essentiellement :

- de la baisse des produits des activités ordinaires attribuable aux facteurs susmentionnés;
- de l'augmentation des coûts du combustible et des achats d'électricité découlant de la hausse de la production;
- 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; et
- de la hausse des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration surtout attribuable à la hausse des salaires; le tout en partie contrebalancé par :
- la baisse des coûts des produits de base liés au gaz naturel dans les actifs gaziers en Alberta.

## Transition énergétique

| Trois mois clos les 31 mars                                                    | 2024         | 2023         | Variation |        |
|--------------------------------------------------------------------------------|--------------|--------------|-----------|--------|
| <b>Capacité installée brute (MW)</b>                                           | <b>671</b>   | <b>671</b>   | —         | — %    |
| <b>Disponibilité (%)</b>                                                       | <b>79,0</b>  | <b>94,5</b>  | (15,5)    | (16)%  |
| Disponibilité ajustée (%) <sup>1</sup>                                         | <b>79,0</b>  | <b>94,5</b>  | (15,5)    | (16)%  |
| <b>Production</b>                                                              |              |              |           |        |
| Volumes des ventes contractuelles (GWh)                                        | <b>830</b>   | <b>820</b>   | 10        | 1 %    |
| Volume des ventes marchandes (GWh)                                             | <b>933</b>   | <b>1 343</b> | (410)     | (31)%  |
| Achats d'électricité (GWh) <sup>2</sup>                                        | <b>(962)</b> | <b>(866)</b> | (96)      | 11 %   |
| <b>Total de la production (GWh)</b>                                            | <b>801</b>   | <b>1 297</b> | (496)     | (38)%  |
| <b>Produits des activités ordinaires<sup>3</sup></b>                           | <b>210</b>   | <b>253</b>   | (43)      | (17)%  |
| Coûts du combustible et des achats d'électricité                               | <b>166</b>   | <b>181</b>   | (15)      | (8)%   |
| <b>Marge brute<sup>4</sup></b>                                                 | <b>44</b>    | <b>72</b>    | (28)      | (39)%  |
| Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration | <b>18</b>    | <b>17</b>    | 1         | 6 %    |
| Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat                         | <b>—</b>     | <b>1</b>     | (1)       | (100)% |
| <b>BAlIA ajusté<sup>4</sup></b>                                                | <b>26</b>    | <b>54</b>    | (28)      | (52)%  |
| <b>Informations complémentaires :</b>                                          |              |              |           |        |
| <b>Dépenses de remise en état de la mine de Highvale</b>                       | <b>3</b>     | <b>2</b>     | 1         | 50 %   |
| <b>Dépenses de remise en état de la mine de Centralia</b>                      | <b>3</b>     | <b>3</b>     | —         | — %    |

1) Ajustée pour tenir compte de l'optimisation de la répartition.

2) 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.

3) 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.

4) 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 la période de trois mois close le 31 mars 2024 ont diminué par rapport à ceux de la période correspondante de 2023, en raison surtout :

- d'une hausse de la production attribuable au nombre plus élevé d'interruptions non planifiées à l'unité 2 de la centrale de Centralia; et
- de la plus grande répartition économique en raison de la baisse des prix du marché.

Le BAlIA ajusté pour la période de trois mois close le 31 mars 2024 a diminué par rapport à la période correspondante de 2023, du fait essentiellement :

- d'une baisse des produits des activités ordinaires attribuable aux facteurs susmentionnés; et
- de la hausse des achats d'électricité découlant de la plus grande répartition économique; le tout en partie contrebalancé 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 la période de trois mois close le 31 mars 2024 ont été comparables à celles de la période correspondante de 2023.

## Commercialisation de l'énergie

| Trois mois clos les 31 mars                                                    | 2024      | 2023      | Variation   |              |
|--------------------------------------------------------------------------------|-----------|-----------|-------------|--------------|
| Produits des activités ordinaires <sup>1</sup>                                 | 30        | 53        | (23)        | (43)%        |
| Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration | 10        | 14        | (4)         | (29)%        |
| <b>BAlIA ajusté<sup>2</sup></b>                                                | <b>20</b> | <b>39</b> | <b>(19)</b> | <b>(49)%</b> |

1) 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. Le BAlIA ajusté n'est pas défini et n'a pas de signification normalisée selon les IFRS.

2) 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.

Le BAlIA ajusté pour la période de trois mois close le 31 mars 2024 a diminué par rapport à la période correspondante de 2023, ce qui est conforme aux attentes de la direction, et cette diminution par rapport au trimestre précédent est attribuable surtout :

- à une baisse des transactions réglées réalisées au cours du premier trimestre de 2024 sur les positions de marché par rapport à la période précédente, en partie contrebalancée par :

- une diminution des charges au titre de l'exploitation, de l'entretien et de l'administration en raison de la baisse des incitatifs.

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 31 mars                                                    | 2024        | 2023        | Variation  |             |
|--------------------------------------------------------------------------------|-------------|-------------|------------|-------------|
| Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration | 28          | 24          | 4          | 17 %        |
| <b>BAlIA ajusté<sup>1</sup></b>                                                | <b>(28)</b> | <b>(24)</b> | <b>(4)</b> | <b>17 %</b> |

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

Le BAlIA ajusté pour la période de trois mois close le 31 mars 2024 a diminué comparativement à celui de la période correspondante de 2023, ce qui s'explique essentiellement par l'augmentation 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 31 mars 2024       | Hydro-électricité | Énergie éolienne et énergie solaire | Transition Gaz énergétique |     | Commercialisation de l'énergie | Siège social | Total |
|---------------------------------------|-------------------|-------------------------------------|----------------------------|-----|--------------------------------|--------------|-------|
| Alberta                               | 87                | 24                                  | 84                         | (3) | 20                             | (28)         | 184   |
| Canada, sans l'Alberta                | —                 | 40                                  | 24                         | —   | —                              | —            | 64    |
| États-Unis                            | —                 | 23                                  | 3                          | 29  | —                              | —            | 55    |
| Australie                             | —                 | 2                                   | 23                         | —   | —                              | —            | 25    |
| BAIIA ajusté¹                         | 87                | 89                                  | 134                        | 26  | 20                             | (28)         | 328   |
| Résultat avant impôts sur le résultat |                   |                                     |                            |     |                                |              | 267   |

| Trois mois clos le 31 mars 2023       | Hydro-électricité | Énergie éolienne et énergie solaire | Transition énergétique |     | Commercialisation de l'énergie | Siège social | Total |
|---------------------------------------|-------------------|-------------------------------------|------------------------|-----|--------------------------------|--------------|-------|
| Alberta                               | 106               | 31                                  | 178                    | (2) | 39                             | (24)         | 328   |
| Canada, sans l'Alberta                | —                 | 30                                  | 25                     | —   | —                              | —            | 55    |
| États-Unis                            | —                 | 27                                  | 2                      | 56  | —                              | —            | 85    |
| Australie                             | —                 | —                                   | 35                     | —   | —                              | —            | 35    |
| BAIIA ajusté <sup>1</sup>             | 106               | 88                                  | 240                    | 54  | 39                             | (24)         | 503   |
| Résultat avant impôts sur le résultat |                   |                                     |                        |     |                                |              | 383   |

1) Le BAIIA ajusté n'est pas défini et n'a pas de signification normalisée selon des 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 au marché de capacité marchande se situe principalement en Alberta, où se trouve 52 % de notre capacité et où 75 % de nos actifs sont disponibles pour participer au 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. L'électricité 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 services auxiliaires ou être utilisées sur le marché de l'énergie en période de pénurie d'approvisionnement. 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.

Au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2024, 87 % de notre production d'énergie en Alberta a été vendue dans le cadre de contrats à long terme ou de couvertures à prix fixe.

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 31 mars                          | 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               | 636                                 | 1 960 | —                      | 3 430 |
| Production totale (GWh)                              | 313               | 494                                 | 2 366 | —                      | 3 173 | 283               | 502                                 | 2 369 | —                      | 3 154 |
| Production visée par des contrats (GWh)              | —                 | 239                                 | 608   | —                      | 847   | —                 | 176                                 | 150   | —                      | 326   |
| Production marchande (GWh)                           | 313               | 255                                 | 1 758 | —                      | 2 326 | 283               | 326                                 | 2 219 | —                      | 2 828 |
| Production visée par des couvertures (GWh)           | 84                | 36                                  | 1 788 | —                      | 1 908 | 165               | —                                   | 1 880 | —                      | 2 046 |
| Production visée par des contrats ou couverte (%)    | 27 %              | 56 %                                | 101 % | — %                    | 87 %  | — %               | 35 %                                | 86 %  | — %                    | 70 %  |
| Produits des activités ordinaires <sup>1</sup> (\$)  | 103               | 38                                  | 244   | 1                      | 386   | 121               | 44                                  | 325   | 2                      | 492   |
| Coût du combustible et des achats d'électricité (\$) | 5                 | 4                                   | 110   | —                      | 119   | 4                 | 7                                   | 103   | —                      | 114   |
| Coût de conformité lié au carbone (\$)               | —                 | —                                   | 36    | —                      | 36    | —                 | —                                   | 29    | —                      | 29    |
| Marge brute (\$)                                     | 98                | 34                                  | 98    | 1                      | 231   | 117               | 37                                  | 193   | 2                      | 349   |

1) 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.

La production totale pour la période de trois mois close le 31 mars 2024 a été de 3 173 GWh, comparativement à 3 154 GWh d'électricité pour la période correspondante de 2023. L'augmentation de 19 GWh, ou 1 %, est principalement attribuable aux facteurs suivants :

- une hausse de la production des actifs hydroélectriques en Alberta, qui s'explique par la forte demande pendant les périodes marquées par des températures extrêmement froides au cours du trimestre; et
- l'ajout du parc éolien Garden Plain mis en service en août 2023; le tout en partie contrebalancé par :
- l'affaiblissement des ressources éoliennes.

Les volumes de production couverts pour la période de trois mois close le 31 mars 2024 ont diminué par rapport à

ceux de la période correspondante de 2023, principalement en raison du nombre moins élevé de couvertures stratégiques réalisées au premier trimestre de 2024.

La marge brute pour la période de trois mois close le 31 mars 2024 s'est établie à 231 millions de dollars, comparativement à 349 millions de dollars pour la période correspondante de 2023. La diminution de 118 millions de dollars, ou 34 %, est principalement attribuable aux facteurs suivants :

- l'incidence de la baisse des prix au comptant réalisés en Alberta et de la baisse des couvertures à prix fixe, en partie contrebalancée par :
- une augmentation des produits tirés des attributs environnementaux.



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

| Trois mois clos les 31 mars                                                   | 2024  | 2023  |
|-------------------------------------------------------------------------------|-------|-------|
| <b>Marché de l'Alberta</b>                                                    |       |       |
| Prix moyen de l'électricité au comptant par MWh                               | 99    | 142   |
| Prix du gaz naturel (AECO) par GJ                                             | 1,94  | 3,08  |
| Coûts de conformité liés au carbone par tonne                                 | 80    | 65    |
| <b>Résultats du portefeuille de centrales électriques en Alberta</b>          |       |       |
| Prix marchand de l'électricité réalisé par MWh <sup>1</sup>                   | 119   | 156   |
| Prix de l'électricité au comptant par MWh, énergie hydroélectrique            | 152   | 168   |
| Prix au comptant par MWh, services auxiliaires des centrales hydroélectriques | 54    | 60    |
| Prix de l'électricité au comptant par MWh, énergie éolienne                   | 51    | 89    |
| Prix de l'électricité au comptant par MWh, secteur Gaz                        | 118   | 156   |
| Prix moyen de l'électricité couvert par MWh                                   | 88    | 136   |
| Volume couvert (GWh)                                                          | 1 908 | 2 046 |
| Coûts du combustible et des achats d'électricité par MWh <sup>2</sup>         | 50    | 48    |
| Coûts de conformité liés au carbone par MWh <sup>2</sup>                      | 15    | 12    |

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

Le prix moyen de l'électricité au comptant par MWh pour la période de trois mois close le 31 mars 2024 a diminué, passant de 142 \$ par MWh en 2023 à 99 \$ par MWh en 2024, principalement en raison :

- des températures plus douces par rapport à la période correspondante de 2023;
- d'une baisse des prix du gaz naturel; et
- de la hausse de la production attribuable aux ajouts de nouvel approvisionnement en énergie éolienne et en énergie solaire sur le marché par rapport à la période précédente.

Le prix marchand de l'électricité réalisé par MWh de production pour la période de trois mois close le 31 mars 2024 a diminué de 37 \$ par MWh, comparativement à celui de la période correspondante de 2023, 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 ceux de la période correspondante de 2023.

Les coûts du combustible et des achats d'électricité par MWh pour la période de trois mois close le 31 mars 2024 ont augmenté de 2 \$ par MWh par rapport à ceux de la période correspondante de 2023, ce qui s'explique par :

- la hausse des achats d'électricité nécessaires pour satisfaire aux obligations contractuelles, en partie contrebalancée par :
- une baisse des prix du gaz naturel.

Les coûts de conformité liés au carbone par MWh de production pour la période de trois mois close le 31 mars 2024 ont augmenté de 3 \$ par MWh en regard de ceux de la période correspondante de 2023, du fait surtout de l'augmentation de la tarification du carbone, qui est passée de 65 \$ la tonne à 80 \$ la tonne.

## 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 règle générale, les centrales hydroélectriques produisent la majeure partie de leur électricité et enregistrent la majeure partie de leurs produits au printemps lorsque le niveau des bassins hydrographiques et des rivières commence à monter en raison de la fonte des neiges. 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.

|                                                                                                      | T2 2023 | T3 2023 | T4 2023 | T1 2024     |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------|---------|---------|-------------|
| Produits des activités ordinaires                                                                    | 625     | 1,017   | 624     | <b>947</b>  |
| Résultat avant impôts sur le résultat                                                                | 79      | 453     | (35)    | <b>267</b>  |
| Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires                                           | 62      | 372     | (84)    | <b>222</b>  |
| Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué <sup>1</sup> | 0,23    | 1,41    | (0,27)  | <b>0,72</b> |
| Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation                                                 | 11      | 681     | 310     | <b>244</b>  |

|                                                                                                      | T2 2022 | T3 2022 | T4 2022 | T1 2023 |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------|---------|---------|---------|
| Produits des activités ordinaires                                                                    | 458     | 929     | 854     | 1,089   |
| Résultat avant impôts sur le résultat                                                                | (22)    | 126     | 7       | 383     |
| Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires                                           | (80)    | 61      | (163)   | 294     |
| Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué <sup>1</sup> | (0,30)  | 0,23    | (0,61)  | 1,10    |
| Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation <sup>2</sup>                                    | (129)   | 204     | 351     | 462     |

1) Le résultat net de base et dilué par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires est calculé 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.

2) Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation pour le deuxième trimestre de 2022 étaient négatifs en raison des variations défavorables du fonds de roulement imputables surtout aux fluctuations dans les comptes de garanties liées à la hausse des prix des produits de base et à l'intensification de la volatilité sur les marchés.

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 et du parc éolien White Rock West au premier trimestre de 2024;
- l'interruption aux unités 1 et 2 du parc éolien de Kent Hills qui s'est poursuivie du premier trimestre de 2022 au quatrième trimestre de 2023. Les travaux de restauration ont été achevés au premier trimestre de 2024.

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 2023 et au premier trimestre de 2024; et
- la baisse des prix réalisés aux troisième et quatrième trimestres de 2023 et au premier trimestre 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.

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;
- 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;
- la baisse des coûts liés au carbone au deuxième trimestre de 2022, alors que la Société a utilisé des crédits d'émission pour régler une partie de l'obligation liée aux émissions de gaz à effet de serre («GES»);
- l'augmentation des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration au deuxième trimestre de 2023 et au premier trimestre de 2024 par rapport à celles des périodes correspondantes des exercices précédents en raison d'une hausse de dépenses visant des initiatives stratégiques de croissance;
- la diminution de l'amortissement au cours des trois derniers trimestres 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;
- l'incidence des variations de la provision pour frais de démantèlement d'actifs mis hors service provenant d'une hausse des taux d'actualisation aux deuxième et troisième trimestres de 2022;
- l'incidence des variations de la provision pour frais de démantèlement d'actifs mis hors service provenant des variations des flux de trésorerie estimatifs et des changements dans les durées d'utilité comptabilisés au troisième trimestre de 2022 et de 2023;
- la comptabilisation d'une indemnité d'assurance de 7 millions de dollars au deuxième trimestre de 2022 pour la tour endommagée du parc éolien de Kent Hills;
- 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 deuxième trimestre de 2022 et 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 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 croissante de possibilités de projets 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.

### Incidence des annonces du gouvernement de l'Alberta relatives à l'électricité sur les projets d'énergie renouvelable

Le 28 février 2024, le gouvernement de l'Alberta a annoncé de nouvelles restrictions et exigences qu'il imposera à l'égard des nouveaux projets d'énergie renouvelable et des processus d'approbation de la réglementation liée aux centrales. Ces nouvelles mesures 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 de l'Alberta, 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, et l'octroi aux municipalités du droit de participer aux audiences de l'Alberta Utilities Commission («AUC») se rapportant aux centrales électriques.

Le projet de parc éolien Riplinger a subi les répercussions des nouvelles restrictions, particulièrement celles sur l'aménagement près des zones protégées et des paysages immaculés, et n'ira pas de l'avant. Le projet a été retiré de nos projets aux premiers stades de développement.

Le 11 mars 2024, le gouvernement de l'Alberta a annoncé la restructuration du marché de l'électricité de gros et une réglementation provisoire connexe. Cette annonce fait suite à un processus d'examen lancé à la mi-2023 et à l'acceptation du gouvernement de l'Alberta des recommandations présentées par l'AESO et l'administrateur de la surveillance du marché au ministre de l'Abordabilité et des Services publics visant à poursuivre des travaux de conception détaillés pour la mise en place d'un «marché de l'énergie restructuré». Bien que ces changements aient eu une incidence immédiate sur la stabilité du marché, TransAlta est d'avis que les répercussions à court terme sur les actifs existants de la Société seront atténuées en raison des conditions actuelles du marché, alors que les nouveaux projets de croissance seront interrompus jusqu'à ce que la nouvelle structure du marché soit définie. La Société continuera de participer activement au processus de conception au moyen de consultations avec le gouvernement de l'Alberta et les organismes connexes.

Les règlements provisoires déposés par le gouvernement de l'Alberta prévoient des changements spécifiques que l'AESO et l'AUC doivent mettre en œuvre avant le 1<sup>er</sup> juillet 2024 :

- Le règlement sur l'atténuation du pouvoir de marché, le *Market Power Mitigation Regulation*, impose un plafond de l'offre sur les unités de production alimentées au gaz contrôlées par un participant du marché qui détient une part de marché d'au moins 5 % de la capacité installée totale. Le plafond de l'offre limiterait uniquement notre prix d'offre, et non le prix de règlement, et serait calculé en fonction du montant le plus élevé entre 125 \$ par MWh ou 25 fois le prix du gaz naturel au lendemain et se déclenche lorsqu'une centrale à cycle combiné alimentée au gaz naturel à haut rendement hypothétique a généré l'équivalent de deux mois de produits nets. Le calcul est fondé sur un calcul de

règlement cumulatif mensuel qui est énoncé dans le règlement et appliqué pour le reste du mois civil pendant lequel le plafond de l'offre a été déclenché.

- En vertu du règlement relatif à la réserve d'approvisionnement, le *Supply Cushion Regulation*, l'AESO doit prévoir la production qui nécessite une heure ou plus pour se synchroniser au réseau et en administrer 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 auront droit à une garantie de coûts couvrant les coûts de démarrage et les coûts variables si les produits tirés des prix du réseau commun d'énergie sont insuffisants pour compenser.

L'AESO prévoit actuellement que la conception du marché de l'énergie restructuré sera finalisée d'ici la fin de 2025 et mise en place en 2026. Les changements proposés comprennent notamment : i) la mise en place d'un marché du lendemain et d'un mécanisme de tarification de la rareté administrative (pour remplacer la rétention économique), ii) la possibilité d'une tarification négative parallèlement à un plafond des prix plus élevé, et iii) la réduction des délais de règlement (d'une heure à quinze ou cinq minutes). La proposition vise également à mettre en œuvre des mesures supplémentaires d'atténuation du pouvoir de marché, à centraliser la répartition et à encourager les nouvelles générations à s'installer près des infrastructures existantes ayant une capacité suffisante.

En raison de ces annonces et de l'incertitude en découlant, la Société a interrompu l'aménagement de trois projets de mise en valeur à un stade de développement avancé en

Alberta, soit WaterCharger, Tempest et Pinnacle. Ces projets seront réexaminés une fois que le gouvernement de l'Alberta aura fourni suffisamment de précisions concernant la future structure du marché, compte tenu de l'exposition au marché de chaque projet.

La Société détient un solide portefeuille d'environ 5 GW répartis au Canada, aux États-Unis et en Australie, et continuera d'affecter des capitaux pour le développement sur les marchés afin de favoriser la diversité géographique, la stabilité et d'excellents rendements.

## 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.

Au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2024, la Société a racheté et annulé un total de 3 460 300 actions ordinaires à un prix moyen de 9,36 \$ par action ordinaire, pour un coût total de 32 millions de dollars.

## Projets à un stade de développement avancé

Ces projets 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                       | Dépenses estimées      | BAlIA annuel moyen <sup>1</sup> |
|---------------------------------|------------------------|-----------------------|-----------------------------|--------------------------|------------------------|---------------------------------|
| Tempest                         | Énergie éolienne       | Alberta               | En attente                  | 100                      | En attente             | En attente                      |
| Ajout de capacité à Mount Keith | Gaz                    | Australie-Occidentale | 2024                        | 94 210 \$ AU – 230 \$ AU | 28 \$ AU – 32 \$ AU    |                                 |
| WaterCharger                    | Stockage par batteries | Alberta               | En attente                  | 180                      | En attente             | En attente                      |
| Pinnacle 1 et 2                 | Gaz                    | Alberta               | En attente                  | 44                       | En attente             | En attente                      |
| <b>Total<sup>2</sup></b>        |                        |                       |                             | <b>418</b>               | <b>191 \$ - 209 \$</b> | <b>25 \$ - 29 \$</b>            |

1) Cet élément n'est pas défini, 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 BAlIA annuel moyen ont été convertis selon le taux de change à terme du dollar canadien pour 2024.

## Projets aux premiers stades de développement

Ces projets 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                | Date d'investissement prévue <sup>1</sup> | MW      |
|------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------|-----------------------|-------------------------------------------|---------|
| Canada                                                                 |                                     |                       |                                           |         |
| Stockage par batteries – Nouveau-Brunswick                             | Batteries                           | Nouveau-Brunswick     | 2025                                      | 10      |
| Parc solaire Sunhills                                                  | Énergie solaire                     | Alberta               | 2026                                      | 170     |
| Parc solaire McNeil                                                    | Énergie solaire                     | Alberta               | 2026                                      | 57      |
| Projet de stockage d'énergie par pompage de Tent Mountain <sup>2</sup> | Hydroélectricité                    | Alberta               | 2026                                      | 160     |
| Provost                                                                | Énergie éolienne                    | Alberta               | 2026                                      | 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 <sup>3</sup>              | Divers                              | Alberta               | À déterminer                              | 250-500 |
| Total                                                                  |                                     |                       | 1 747 – 2 597                             |         |
| États-Unis                                                             |                                     |                       |                                           |         |
| Monument Road                                                          | Énergie éolienne                    | Nebraska              | 2025                                      | 152     |
| 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     |
| Prairie Violet                                                         | Énergie éolienne                    | Illinois              | 2026                                      | 130     |
| Quick Draw                                                             | Énergie éolienne                    | Texas                 | 2026                                      | 174     |
| 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 <sup>4</sup>         | Divers                              | Washington            | À déterminer                              | 250-500 |
| Total                                                                  |                                     |                       | 2 348 – 2 598                             |         |
| Australie                                                              |                                     |                       |                                           |         |
| Parc solaire Boodarie                                                  | Énergie solaire                     | Australie-Occidentale | 2024                                      | 50      |
| Southern Cross Energy                                                  | Énergie éolienne et énergie solaire | Australie-Occidentale | À déterminer                              | 120     |
| Autres possibilités en Australie                                       | Gaz, énergie solaire, transport     | Australie-Occidentale | 2024+                                     | 230     |
| Total                                                                  |                                     |                       | 400                                       |         |
| Canada, États-Unis et Australie                                        |                                     |                       | Total 4 495 – 5 595                       |         |

1) La date d'investissement prévue 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

Les projets suivants, qui sont visés par des CAÉ, ont été approuvés par le conseil d'administration et sont en cours de construction ou sur le point d'être mis en service. Les projets en construction seront financés au moyen des liquidités existantes à court terme. Nous continuerons d'explorer des solutions de financement permanentes pour chacun des actifs.

Nous surveillons continuellement le calendrier et les coûts de nos projets en construction. Nos projets aux États-Unis ont connu des retards sur le calendrier et une hausse des coûts attribuables à la complexité des interconnexions de transport et de l'érection des éoliennes. Le parc éolien White Rock East a été mis en service le 22 avril 2024 et a donc été retiré du tableau ci-dessous. La ligne de transport du projet de parc éolien Horizon Hill de 200 MW est entièrement sous tension et le parc éolien devrait être mis en service au deuxième trimestre de 2024.

|                                          |                  |        |       |                   | Total du projet (en millions) |                          |               |                     |                     |                                                                                                                                                       |  | État |
|------------------------------------------|------------------|--------|-------|-------------------|-------------------------------|--------------------------|---------------|---------------------|---------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--|------|
| Projet                                   | Type             | Région | MW    | Dépenses estimées | Dépenses engagées à ce jour   | Date d'achèvement prévue | Durée du CAÉ¹ | BAIIA annuel moyen² |                     |                                                                                                                                                       |  |      |
| États-Unis                               |                  |        |       |                   |                               |                          |               |                     |                     |                                                                                                                                                       |  |      |
| Horizon Hill                             | Énergie éolienne | OK     | 200   | 330 \$ US         | — 340 \$ US                   | 307 \$ US                | T2 2024       | —                   | 31 \$ US - 33 \$ US | • CAÉ à long terme conclus<br>• Installation / assemblage terminé<br>• Étapes finales de mise en service en cours                                     |  |      |
| Australie                                |                  |        |       |                   |                               |                          |               |                     |                     |                                                                                                                                                       |  |      |
| Mise à niveau du réseau Mount Keith West | Transport        | WA     | s. o. | 37 \$ AU          | — 40 \$ AU                    | 13 \$ AU                 | T2 2025       | 14                  | 6 \$ AU - 7 \$ AU   | • Commandes d'équipement passées<br>• Conception détaillée et planification de l'exécution en cours<br>• Projet en voie d'être achevé dans les délais |  |      |
| Total³                                   |                  |        | 200   | 502 \$            | — 519 \$                      | 423 \$                   |               |                     | 47 \$ - 50 \$       |                                                                                                                                                       |  |      |

1) La durée du CAÉ lié au projet de parc éolien Horizon Hill est confidentielle.

2) 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.

3) Le total des dépenses prévues et le BAlIA 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 31 mars 2024 :

|                                                                                | 31 mars 2024 | 31 déc. 2023 | Augmentation<br>(diminution) |
|--------------------------------------------------------------------------------|--------------|--------------|------------------------------|
| <b>Actif</b>                                                                   |              |              |                              |
| <b>Actifs courants</b>                                                         |              |              |                              |
| Trésorerie et équivalents de trésorerie                                        | 419          | 348          | 71                           |
| Créances clients et autres débiteurs                                           | 690          | 807          | (117)                        |
| Actifs de gestion du risque                                                    | 240          | 151          | 89                           |
| Autres actifs courants <sup>1</sup>                                            | 260          | 274          | (14)                         |
| <b>Total des actifs courants</b>                                               | <b>1 609</b> | <b>1 580</b> | <b>29</b>                    |
| <b>Actifs non courants</b>                                                     |              |              |                              |
| Actifs de gestion du risque                                                    | 135          | 52           | 83                           |
| Immobilisations corporelles, montant net                                       | 5 659        | 5 714        | (55)                         |
| Partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement | 211          | 171          | 40                           |
| Autres actifs non courants <sup>2</sup>                                        | 1 138        | 1 142        | (4)                          |
| <b>Total des actifs non courants</b>                                           | <b>7 143</b> | <b>7 079</b> | <b>64</b>                    |
| <b>Total de l'actif</b>                                                        | <b>8 752</b> | <b>8 659</b> | <b>93</b>                    |
| <b>Passif</b>                                                                  |              |              |                              |
| <b>Passifs courants</b>                                                        |              |              |                              |
| Dettes fournisseurs et charges à payer                                         | 674          | 797          | (123)                        |
| Titres échangeables                                                            | 745          | —            | 745                          |
| Autres passifs courants <sup>3</sup>                                           | 914          | 945          | (31)                         |
| <b>Total des passifs courants</b>                                              | <b>2 333</b> | <b>1 742</b> | <b>591</b>                   |
| <b>Passifs non courants</b>                                                    |              |              |                              |
| Titres échangeables                                                            | —            | 744          | (744)                        |
| Autres passifs non courants <sup>4</sup>                                       | 4 487        | 4 509        | (22)                         |
| <b>Total des passifs non courants</b>                                          | <b>4 487</b> | <b>5 253</b> | <b>(766)</b>                 |
| <b>Total du passif</b>                                                         | <b>6 820</b> | <b>6 995</b> | <b>(175)</b>                 |
| <b>Capitaux propres</b>                                                        |              |              |                              |
| Capitaux propres attribuables aux actionnaires                                 | 1 808        | 1 537        | 271                          |
| Participations ne donnant pas le contrôle                                      | 124          | 127          | (3)                          |
| <b>Total des capitaux propres</b>                                              | <b>1 932</b> | <b>1 664</b> | <b>268</b>                   |
| <b>Total du passif et des capitaux propres</b>                                 | <b>8 752</b> | <b>8 659</b> | <b>93</b>                    |

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

2) Comprennent les placements, les actifs au titre de droits d'utilisation, les immobilisations incorporelles, le goodwill, les actifs d'impôt différé et les autres actifs.

3) Comprennent le découvert bancaire, la partie courante de la provision pour frais de démantèlement et autres provisions, la partie courante des passifs de gestion du risque, 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.

4) Comprennent les facilités de crédit, la dette à long terme et les obligations locatives, la provision pour frais de démantèlement et autres provisions non courantes, les passifs d'impôt différé, la partie non courante des passifs de gestion du risque, les passifs sur contrats et les obligations au titre des prestations définies et autres passifs non courants.

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'établissait à 724 millions de dollars au 31 mars 2024 (excédent des actifs courants sur les passifs courants de 162 millions de dollars au 31 décembre 2023), principalement en raison du reclassement des titres échangeables des passifs à long terme aux passifs courants au cours de la période, car l'option de conversion peut être exercée en tout temps après le 1<sup>er</sup> 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.

Les actifs courants ont augmenté de 29 millions de dollars, passant de 1 580 millions de dollars au 31 décembre 2023 à 1 609 millions de dollars au 31 mars 2024, en raison surtout :

- d'une augmentation des actifs de gestion du risque attribuable principalement à la volatilité des prix du marché;
- d'une hausse des garanties fournies par le secteur Commercialisation de l'énergie attribuable aux activités de négociation et à la volatilité des prix du marché;
- d'une hausse de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, le tout en partie contrebalancé par :
- une diminution des créances clients découlant de la baisse des produits des activités ordinaires comptabilisés au premier trimestre de 2024.

Les passifs courants ont augmenté de 591 millions de dollars, passant de 1 742 millions de dollars au 31 décembre 2023 à 2 333 millions de dollars au 31 mars 2024, en raison surtout :

- du classement des titres échangeables en tant que passifs courants, car l'option de conversion peut être exercée en tout temps après le 1<sup>er</sup> 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; et

- d'une hausse des garanties reçues par le secteur Commercialisation de l'énergie attribuable aux activités de négociation et à la volatilité des prix du marché; le tout en partie contrebalancé par :
- une baisse des dettes fournisseurs et charges à payer.

### Actifs non courants

Les actifs non courants s'établissaient à 7 143 millions de dollars au 31 mars 2024, en hausse de 64 millions de dollars par rapport à 7 079 millions de dollars au 31 décembre 2023, en raison surtout :

- d'une hausse des actifs de gestion du risque attribuable à la volatilité des prix du marché sur plusieurs marchés; et
- d'une augmentation de l'investissement net dans les contrats de location-financement liés au parc solaire dans le nord de la région de Goldfields, le tout en partie contrebalancé par :
- une baisse des immobilisations corporelles résultant d'une dépréciation de 124 millions de dollars et une baisse des ajouts d'immobilisations de 216 millions de dollars.

### Passifs non courants

Les passifs non courants ont diminué de 766 millions de dollars pour s'établir à 4 487 millions de dollars au 31 mars 2024 par rapport à 5 253 millions de dollars au 31 décembre 2023, principalement en raison du reclassement des titres échangeables dans les passifs courants.

### Total des capitaux propres

Au 31 mars 2024, l'augmentation de 268 millions de dollars du total des capitaux propres était attribuable à :

- un résultat net de 238 millions de dollars; et
- des profits nets sur les instruments dérivés provenant des couvertures de flux de trésorerie de 84 millions de dollars; le tout en partie contrebalancé par :
- le rachat d'actions dans le cadre de l'OPRA d'un montant de 32 millions de dollars; et
- les distributions de 19 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 :

|                                                                           | 31 mars 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        | 938          | 16         | 911          | 17         |
| Facilités de crédit                                                       | 397          | 7          | 397          | 7          |
| Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie <sup>1</sup>            | (417)        | (7)        | (345)        | (6)        |
| Déduire : autres éléments de trésorerie et actifs liquides <sup>2</sup>   | —            | —          | (12)         | —          |
| <b>Montant net des titres de créance non garantis de premier rang</b>     | <b>1 169</b> | <b>20</b>  | <b>1 202</b> | <b>23</b>  |
| Autres passifs                                                            |              |            |              |            |
| Débetures échangeables                                                    | 345          | 6          | 344          | 6          |
| Dette sans recours                                                        |              |            |              |            |
| Obligation de TAPC Holdings LP                                            | 83           | 1          | 85           | 1          |
| Obligation de Pingston                                                    | 39           | 1          | 39           | 1          |
| Obligation des parcs éoliens de Melancthon et Wolfe                       | 168          | 3          | 168          | 3          |
| Obligation du parc éolien de New Richmond                                 | 103          | 2          | 103          | 2          |
| Obligation du parc éolien de Kent Hills                                   | 190          | 3          | 193          | 3          |
| Obligation du parc éolien Windrise                                        | 161          | 3          | 164          | 3          |
| Dette sans recours de South Hedland                                       | 673          | 12         | 691          | 13         |
| Obligation d'OCP                                                          | 205          | 4          | 217          | 4          |
| Financement donnant droit à des avantages fiscaux aux États-Unis          | 103          | 2          | 104          | 1          |
| Obligations locatives                                                     | 145          | 3          | 143          | 3          |
| <b>Total de la dette nette consolidée<sup>3, 4, 5</sup></b>               | <b>3 384</b> | <b>60</b>  | <b>3 453</b> | <b>63</b>  |
| Actions privilégiées échangeable <sup>5</sup>                             | 400          | 7          | 400          | 7          |
| Capitaux propres attribuables aux actionnaires                            |              |            |              |            |
| Actions ordinaires                                                        | 3 258        | 57         | 3 285        | 60         |
| Actions privilégiées                                                      | 942          | 16         | 942          | 17         |
| Surplus d'apport, déficit et cumul des autres éléments du résultat global | (2 392)      | (42)       | (2 690)      | (49)       |
| Participations ne donnant pas le contrôle                                 | 124          | 2          | 127          | 2          |
| <b>Total du capital</b>                                                   | <b>5 716</b> | <b>100</b> | <b>5 517</b> | <b>100</b> |

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

2) Comprennent le 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, et comprennent également 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) 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.

4) 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.

5) 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 779 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<sup>er</sup> janvier 2025.

## Facilités de crédit

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

| Au 31 mars 2024                              |               | Crédit utilisé                          |                   |                     |          |
|----------------------------------------------|---------------|-----------------------------------------|-------------------|---------------------|----------|
|                                              | Montant total | Lettres de crédit en cours <sup>1</sup> | Montants prélevés | Capacité disponible | Échéance |
| Facilités de crédit                          |               |                                         |                   |                     |          |
| Facilités consenties                         |               |                                         |                   |                     |          |
| Facilité de crédit consortiale de TransAlta  | 1 950         | 492                                     | —                 | 1 458               | T2 2027  |
| Facilités de crédit bilatérales de TransAlta | 240           | 181                                     | —                 | 59                  | T2 2025  |
| Facilité à terme de TransAlta                | 400           | —                                       | 400               | —                   | T3 2024  |
| Total des facilités consenties               | 2 590         | 673                                     | 400               | 1 517               |          |
| Facilités sans engagement                    |               |                                         |                   |                     |          |
| Facilités à vue de TransAlta                 | 400           | 201                                     | —                 | 199                 | s. o.    |
| Total des facilités sans engagement          | 400           | 201                                     | —                 | 199                 |          |

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.

## 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 TEC Hedland Pty Ltd et de Windrise Wind LP, 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 premier trimestre de 2024, à l'exception de Kent Hills Wind LP. Kent Hills Wind LP ne peut verser de distributions à ses partenaires tant que le rapport d'ingénierie indépendant n'aura pas été finalisé et que le ratio de couverture du service de la dette n'aura pas été atteint. Les fonds des entités qui se sont accumulés

depuis le test du premier trimestre ne seront pas distribués avant que le test relatif à la couverture du service de la dette ne soit effectué au deuxième trimestre de 2024. Au 31 mars 2024, un montant en trésorerie de 88 millions de dollars était assujetti à ces restrictions financières (79 millions de dollars au 31 décembre 2023).

Au 31 mars 2024, les autres entités de la Société étaient dans l'incapacité d'avoir accès à une tranche de 4 millions de dollars (4 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 31 mars                                                 | 2024        | 2023 |
|-----------------------------------------------------------------------------|-------------|------|
| <b>Produits d'intérêts</b>                                                  | <b>7</b>    | 15   |
| Intérêt sur la dette                                                        | <b>49</b>   | 50   |
| Intérêt sur les débentures échangeables                                     | <b>7</b>    | 7    |
| Intérêt sur les actions privilégiées échangeables                           | <b>7</b>    | 7    |
| Intérêts incorporés dans le coût de l'actif                                 | <b>(14)</b> | (13) |
| Intérêts sur les obligations locatives                                      | <b>2</b>    | 2    |
| Frais liés à la facilité de crédit, frais bancaires et autres intérêts      | <b>6</b>    | 8    |
| Réduction d'impôts sur le financement donnant droit à des avantages fiscaux | <b>—</b>    | (1)  |
| Désactualisation des provisions                                             | <b>12</b>   | 14   |
| <b>Charge d'intérêts</b>                                                    | <b>69</b>   | 74   |

La diminution des produits d'intérêts est attribuable à la baisse des soldes de trésorerie. La charge d'intérêts a diminué par rapport à celle de la période correspondante de 2023, principalement en raison de la diminution des lettres de crédit en cours, ce qui a entraîné une baisse des frais et une baisse de la désactualisation des provisions.

### Capital social

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

| Aux                                                                | Nombre d'actions (en millions) |              |                           |
|--------------------------------------------------------------------|--------------------------------|--------------|---------------------------|
|                                                                    | 2 mai 2024                     | 31 mars 2024 | 31 déc. 2023 <sup>1</sup> |
| Actions ordinaires émises et en circulation à la fin de la période | <b>304,1</b>                   | <b>306,5</b> | 308,6                     |
| Actions privilégiées                                               |                                |              |                           |
| Série A                                                            | <b>9,6</b>                     | <b>9,6</b>   | 9,6                       |
| Série B                                                            | <b>2,4</b>                     | <b>2,4</b>   | 2,4                       |
| Série C                                                            | <b>10,0</b>                    | <b>10,0</b>  | 10,0                      |
| Série D                                                            | <b>1,0</b>                     | <b>1,0</b>   | 1,0                       |
| Série E                                                            | <b>9,0</b>                     | <b>9,0</b>   | 9,0                       |
| Série G                                                            | <b>6,6</b>                     | <b>6,6</b>   | 6,6                       |
| <b>Actions privilégiées émises et en circulation dans les</b>      | <b>38,6</b>                    | <b>38,6</b>  | 38,6                      |
| Série I – titres échangeables <sup>2</sup>                         | <b>0,4</b>                     | <b>0,4</b>   | 0,4                       |
| <b>Actions privilégiées émises et en circulation</b>               | <b>39,0</b>                    | <b>39,0</b>  | 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 a investi 400 millions de dollars en contrepartie d'actions privilégiées de premier rang rachetables au gré du porteur ou de l'émetteur. 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 31 mars 2024, TransAlta Renewables est une filiale en propriété exclusive et ne détient plus de participations ne donnant pas le contrôle.

Au 31 mars 2024, la Société détenait une participation de 50,01 % dans TA Cogen (50,01 % au 31 mars 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 31 mars 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 la période de trois mois close le 31 mars 2024 a diminué de 24 millions de dollars par rapport à celui de la période correspondante de 2023, principalement en raison de la baisse du résultat net de TA Cogen attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle découlant de la baisse de la production et des prix marchands sur le marché de l'Alberta et de l'absence de résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle dans TransAlta Renewables en 2024.

## Flux de trésorerie

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2024, la trésorerie et les équivalents de trésorerie ont diminué de 828 millions de dollars par rapport à ceux de la période correspondante 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 trois mois closes les 31 mars 2024 et 2023 :

| Trois mois clos les 31 mars                                           | Augmentation |              |              |
|-----------------------------------------------------------------------|--------------|--------------|--------------|
|                                                                       | 2024         | 2023         | (diminution) |
| Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période        | 348          | 1 134        | (786)        |
| Flux de trésorerie liés aux :                                         |              |              |              |
| Activités d'exploitation                                              | 244          | 462          | (218)        |
| Activités d'investissement                                            | (58)         | (182)        | 124          |
| Activités de financement                                              | (114)        | (165)        | 51           |
| Incidence de la conversion sur la trésorerie en monnaies étrangères   | (1)          | (2)          | 1            |
| <b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période</b> | <b>419</b>   | <b>1 247</b> | <b>(828)</b> |

## Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

Pour la période de trois mois close le 31 mars 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 :

|                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    | Trois mois clos<br>les 31 mars |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------|
| Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation pour la période de trois mois close le 31 mars 2023                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           | 462                            |
| Diminution de la marge brute : Baisse des produits des activités ordinaires annulée par les profits latents liés aux activités de gestion du risque et la hausse des coûts de conformité liés au carbone.                                                                                                                                                                                                                                          | (209)                          |
| Diminution de la charge d'impôt exigible découlant de la baisse du résultat avant impôts sur le résultat.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          | 33                             |
| 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, contrebalancées en partie par une baisse des créances clients découlant de la baisse des produits des activités ordinaires et de la hausse des garanties reçues relativement à des instruments dérivés. | (35)                           |
| Divers                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             | (7)                            |
| <b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation pour la période de trois mois close le 31 mars 2024</b>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    | <b>244</b>                     |

## Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement

Pour la période de trois mois close le 31 mars 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 :

|                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                       | Trois mois clos<br>les 31 mars |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------|
| Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement pour la période de trois mois close le 31 mars 2023                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                            | (182)                          |
| Baisse des ajouts aux immobilisations corporelles : En 2023, les ajouts visaient surtout la construction du parc éolien Garden Plain, qui a été mis en service en août 2023, la construction du parc solaire dans le nord de la région de Goldfields, qui a été mis en service en novembre 2023, et la construction des projets de parcs éoliens White Rock et Horizon Hill. En 2024, la construction des projets de parcs éoliens White Rock et Horizon Hill était en voie d'achèvement, ce qui a entraîné la diminution des ajouts. | 216                            |
| 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.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             | (22)                           |
| Variation défavorable des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'investissement : Baisse des charges à payer au titre du capital.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          | (70)                           |
| <b>Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement pour la période de trois mois close le 31 mars 2024</b>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                     | <b>(58)</b>                    |

## Flux de trésorerie liés aux activités de financement

Pour la période de trois mois close le 31 mars 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 :

|                                                                                                                                                                                                                                                                                                                   | Trois mois clos<br>les 31 mars |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------|
| Flux de trésorerie liés aux activités de financement pour la période de trois mois close le 31 mars 2023                                                                                                                                                                                                          | (165)                          |
| Baisse des distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle : Baisse attribuable au calendrier des distributions versées par TA Cogen et à l'absence de distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle par TransAlta Renewables Inc. en 2024. | 57                             |
| Divers                                                                                                                                                                                                                                                                                                            | (6)                            |
| <b>Flux de trésorerie liés aux activités de financement pour la période de trois mois close le 31 mars 2024</b>                                                                                                                                                                                                   | <b>(114)</b>                   |

## Autre analyse consolidée

### Engagements

Au cours de la période de trois mois close le 31 mars 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.

### 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.

### 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 trois mois close le 31 mars 2024.

## Instruments financiers

Se reporter à la note 14 des états financiers consolidés annuels audités de 2023 et aux notes 9 et 10 des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités au 31 mars 2024 et pour la période de trois 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 31 mars 2024, la valeur comptable du passif net au titre des instruments de niveau III s'élevait à 80 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 intitulés Marge brute et Résultats d'exploitation à nos comptes de résultat consolidés résumés intermédiaires non audités pour les périodes de trois mois closes les 31 mars 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. 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 chaque période afin de refléter le coût net pour l'entreprise.

### 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 en vertu des 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 en vertu des 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 en vertu des 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.
- La trésorerie reçue/versée sur les positions dénouées est reflétée dans la période au cours de laquelle la position est réglée.
- 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

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 31 mars 2024 :

|                                                                                               | Hydro-<br>électricité | Énergie<br>éolienne<br>et<br>énergie<br>solaire <sup>1</sup> | Transition<br>Gaz<br>énergétique | Commer-<br>cialisation de<br>l'énergie | Siège<br>social | Total       | Placements<br>comptabilisés<br>selon la<br>méthode de la<br>mise en<br>équivalence <sup>1</sup> | Ajustements<br>de<br>reclassement | Selon les<br>IFRS |            |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------|--------------------------------------------------------------|----------------------------------|----------------------------------------|-----------------|-------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------|-------------------|------------|
| Produits des activités ordinaires                                                             | 112                   | 139                                                          | 433                              | 217                                    | 52              | —           | 953                                                                                             | (6)                               | —                 | 947        |
| Reclassements et ajustements :                                                                |                       |                                                              |                                  |                                        |                 |             |                                                                                                 |                                   |                   |            |
| Profit latent lié à la réévaluation à la valeur de marché                                     | (5)                   | (21)                                                         | (91)                             | (6)                                    | (3)             | —           | (126)                                                                                           | —                                 | 126               | —          |
| Profit (perte) réalisé(e) sur les positions de change dénouées                                | —                     | —                                                            | 8                                | (1)                                    | (19)            | —           | (12)                                                                                            | —                                 | 12                | —          |
| Diminution des créances au titre des contrats de location-financement                         | —                     | 1                                                            | 4                                | —                                      | —               | —           | 5                                                                                               | —                                 | (5)               | —          |
| Produits tirés des contrats de location-financement                                           | —                     | 1                                                            | 1                                | —                                      | —               | —           | 2                                                                                               | —                                 | (2)               | —          |
| Profit latent de change sur les produits de base                                              | —                     | —                                                            | (1)                              | —                                      | —               | —           | (1)                                                                                             | —                                 | 1                 | —          |
| Produits des activités ordinaires ajustés                                                     | 107                   | 120                                                          | 354                              | 210                                    | 30              | —           | 821                                                                                             | (6)                               | 132               | 947        |
| Coûts du combustible et des achats d'électricité                                              | 6                     | 9                                                            | 142                              | 166                                    | —               | —           | 323                                                                                             | —                                 | —                 | 323        |
| Reclassements et ajustements :                                                                |                       |                                                              |                                  |                                        |                 |             |                                                                                                 |                                   |                   |            |
| Produits d'intérêts australiens                                                               | —                     | —                                                            | (1)                              | —                                      | —               | —           | (1)                                                                                             | —                                 | 1                 | —          |
| Coûts du combustible et des achats d'électricité ajustés                                      | 6                     | 9                                                            | 141                              | 166                                    | —               | —           | 322                                                                                             | —                                 | 1                 | 323        |
| Coûts de conformité liés au carbone                                                           | —                     | —                                                            | 40                               | —                                      | —               | —           | 40                                                                                              | —                                 | —                 | 40         |
| Marge brute                                                                                   | 101                   | 111                                                          | 173                              | 44                                     | 30              | —           | 459                                                                                             | (6)                               | 131               | 584        |
| Charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration                | 13                    | 20                                                           | 46                               | 18                                     | 10              | 28          | 135                                                                                             | (1)                               | —                 | 134        |
| Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat                                        | 1                     | 4                                                            | 3                                | —                                      | —               | —           | 8                                                                                               | —                                 | —                 | 8          |
| Autres produits d'exploitation, montant net                                                   | —                     | (2)                                                          | (10)                             | —                                      | —               | —           | (12)                                                                                            | —                                 | —                 | (12)       |
| <b>BAIIA ajusté<sup>2</sup></b>                                                               | <b>87</b>             | <b>89</b>                                                    | <b>134</b>                       | <b>26</b>                              | <b>20</b>       | <b>(28)</b> | <b>328</b>                                                                                      |                                   |                   |            |
| Quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence |                       |                                                              |                                  |                                        |                 |             |                                                                                                 |                                   |                   | 1          |
| Produits tirés des contrats de location-financement                                           |                       |                                                              |                                  |                                        |                 |             |                                                                                                 |                                   |                   | 2          |
| Amortissement                                                                                 |                       |                                                              |                                  |                                        |                 |             |                                                                                                 |                                   |                   | (124)      |
| Imputations pour dépréciation d'actifs                                                        |                       |                                                              |                                  |                                        |                 |             |                                                                                                 |                                   |                   | (1)        |
| Produits d'intérêts                                                                           |                       |                                                              |                                  |                                        |                 |             |                                                                                                 |                                   |                   | 7          |
| Charge d'intérêts                                                                             |                       |                                                              |                                  |                                        |                 |             |                                                                                                 |                                   |                   | (69)       |
| Perte de change et autres                                                                     |                       |                                                              |                                  |                                        |                 |             |                                                                                                 |                                   |                   | (3)        |
| <b>Résultat avant impôts sur le résultat</b>                                                  |                       |                                                              |                                  |                                        |                 |             |                                                                                                 |                                   |                   | <b>267</b> |

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 31 mars 2023 :

|                                                                                                        | Hydro-<br>électricité | Énergie<br>éolienne<br>et<br>énergie<br>solaire <sup>1</sup> | Gaz  | Transition<br>énergétique | Commercia-<br>lisation de<br>l'énergie | Siège<br>social | Total | Placements<br>comptabilisés<br>selon la<br>méthode de la<br>mise en<br>équivalence <sup>1</sup> | Ajustements de<br>reclassement | Selon<br>les IFRS |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------|--------------------------------------------------------------|------|---------------------------|----------------------------------------|-----------------|-------|-------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------|-------------------|
| Produits des activités ordinaires                                                                      | 125                   | 115                                                          | 495  | 267                       | 92                                     | —               | 1 094 | (5)                                                                                             | —                              | 1 089             |
| Reclassements et ajustements :                                                                         |                       |                                                              |      |                           |                                        |                 |       |                                                                                                 |                                |                   |
| (Profit latent) perte latente<br>lié(e) à la réévaluation à la<br>valeur de marché                     | (1)                   | —                                                            | (64) | (14)                      | 16                                     | —               | (63)  | —                                                                                               | 63                             | —                 |
| Profit (perte) réalisé(e) sur les<br>positions de change<br>dénouées                                   | —                     | —                                                            | (13) | —                         | (55)                                   | —               | (68)  | —                                                                                               | 68                             | —                 |
| Diminution des créances au<br>titre des contrats de<br>location-financement                            | —                     | —                                                            | 13   | —                         | —                                      | —               | 13    | —                                                                                               | (13)                           | —                 |
| Produits tirés des contrats de<br>location-financement                                                 | —                     | —                                                            | 4    | —                         | —                                      | —               | 4     | —                                                                                               | (4)                            | —                 |
| Produits des activités ordinaires<br>ajustés                                                           | 124                   | 115                                                          | 435  | 253                       | 53                                     | —               | 980   | (5)                                                                                             | 114                            | 1 089             |
| Coûts du combustible et des<br>achats d'électricité                                                    | 5                     | 9                                                            | 130  | 181                       | —                                      | —               | 325   | —                                                                                               | —                              | 325               |
| Reclassements et ajustements :                                                                         |                       |                                                              |      |                           |                                        |                 |       |                                                                                                 |                                |                   |
| Produits d'intérêts australiens                                                                        | —                     | —                                                            | (1)  | —                         | —                                      | —               | (1)   | —                                                                                               | 1                              | —                 |
| Coûts du combustible et des<br>achats d'électricité ajustés                                            | 5                     | 9                                                            | 129  | 181                       | —                                      | —               | 324   | —                                                                                               | 1                              | 325               |
| Coûts de conformité liés<br>au carbone                                                                 | —                     | —                                                            | 32   | —                         | —                                      | —               | 32    | —                                                                                               | —                              | 32                |
| Marge brute                                                                                            | 119                   | 106                                                          | 274  | 72                        | 53                                     | —               | 624   | (5)                                                                                             | 113                            | 732               |
| Charges au titre des activités<br>d'exploitation, d'entretien et<br>d'administration                   | 12                    | 17                                                           | 41   | 17                        | 14                                     | 24              | 125   | (1)                                                                                             | —                              | 124               |
| Impôts et taxes, autres que les<br>impôts sur le résultat                                              | 1                     | 3                                                            | 4    | 1                         | —                                      | —               | 9     | —                                                                                               | —                              | 9                 |
| Autres produits d'exploitation,<br>montant net                                                         | —                     | (2)                                                          | (11) | —                         | —                                      | —               | (13)  | —                                                                                               | —                              | (13)              |
| BAIIA ajusté <sup>2</sup>                                                                              | 106                   | 88                                                           | 240  | 54                        | 39                                     | (24)            | 503   |                                                                                                 |                                |                   |
| Quote-part du résultat de<br>placements comptabilisés<br>selon la méthode de la mise<br>en équivalence |                       |                                                              |      |                           |                                        |                 |       |                                                                                                 |                                | 2                 |
| Produits tirés des contrats de<br>location-financement                                                 |                       |                                                              |      |                           |                                        |                 |       |                                                                                                 |                                | 4                 |
| Amortissement                                                                                          |                       |                                                              |      |                           |                                        |                 |       |                                                                                                 |                                | (176)             |
| Reprises de dépréciation d'actifs                                                                      |                       |                                                              |      |                           |                                        |                 |       |                                                                                                 |                                | 3                 |
| Produits d'intérêts                                                                                    |                       |                                                              |      |                           |                                        |                 |       |                                                                                                 |                                | 15                |
| Charge d'intérêts                                                                                      |                       |                                                              |      |                           |                                        |                 |       |                                                                                                 |                                | (74)              |
| Perte de change                                                                                        |                       |                                                              |      |                           |                                        |                 |       |                                                                                                 |                                | (3)               |
| Résultat avant impôts sur<br>le résultat                                                               |                       |                                                              |      |                           |                                        |                 |       |                                                                                                 |                                | 383               |

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 31 mars                                                                         | 2024        | 2023 |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------|------|
| Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation <sup>1</sup>                                   | 244         | 462  |
| Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation        | (7)         | (42) |
| <b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant variation du fonds de roulement</b>   | <b>237</b>  | 420  |
| Ajustements :                                                                                       |             |      |
| Quote-part des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés d'une coentreprise <sup>1</sup> | 2           | 3    |
| Diminution des créances au titre des contrats de location-financement                               | 5           | 13   |
| Perte réalisée sur les positions de change dénouées                                                 | (12)        | (68) |
| Divers <sup>2</sup>                                                                                 | 7           | 6    |
| <b>Fonds provenant des activités d'exploitation<sup>3</sup></b>                                     | <b>239</b>  | 374  |
| Déduire :                                                                                           |             |      |
| Dépenses d'investissement de maintien <sup>1</sup>                                                  | 1           | (20) |
| Dividendes versés sur actions privilégiées                                                          | (13)        | (13) |
| Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales       | (19)        | (76) |
| Paiements de principal sur les obligations locatives                                                | (1)         | (2)  |
| Divers                                                                                              | (1)         | —    |
| <b>Flux de trésorerie disponibles<sup>3</sup></b>                                                   | <b>206</b>  | 263  |
| Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période                     | 308         | 268  |
| <b>Fonds provenant des activités d'exploitation par action<sup>3</sup></b>                          | <b>0,78</b> | 1,40 |
| <b>Flux de trésorerie disponibles par action<sup>3</sup></b>                                        | <b>0,67</b> | 0,98 |

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

2) 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.

3) 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 :

| <b>Trois mois clos les 31 mars</b>                                                            | <b>2024</b> | <b>2023</b> |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------|-------------|-------------|
| BAIIA ajusté <sup>1, 4</sup>                                                                  | <b>328</b>  | 503         |
| Provisions                                                                                    | —           | 3           |
| Charge d'intérêts nette <sup>2</sup>                                                          | <b>(48)</b> | (45)        |
| Charge d'impôt exigible                                                                       | <b>(27)</b> | (60)        |
| Perte de change réalisée                                                                      | <b>(8)</b>  | (7)         |
| Frais de démantèlement et de remise en état réglés                                            | <b>(7)</b>  | (7)         |
| Autres éléments sans effet de trésorerie                                                      | <b>1</b>    | (13)        |
| <b>Fonds provenant des activités d'exploitation<sup>3, 4</sup></b>                            | <b>239</b>  | 374         |
| Déduire :                                                                                     |             |             |
| Dépenses d'investissement de maintien <sup>4</sup>                                            | <b>1</b>    | (20)        |
| Dividendes versés sur actions privilégiées                                                    | <b>(13)</b> | (13)        |
| Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales | <b>(19)</b> | (76)        |
| Paielements de principal sur les obligations locatives                                        | <b>(1)</b>  | (2)         |
| Divers                                                                                        | <b>(1)</b>  | —           |
| <b>Flux de trésorerie disponibles<sup>3, 4</sup></b>                                          | <b>206</b>  | 263         |

- 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                                                                                                  | 31 mars 2024 | 31 déc. 2023 |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------|--------------|
| Dette à long terme à la fin de la période <sup>1</sup>                                               | 3 457        | 3 466        |
| Débentures échangeables                                                                              | 345          | 344          |
| Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie <sup>2</sup>                                       | (417)        | (345)        |
| Ajouter : 50 % des actions privilégiées émises et des actions privilégiées échangeables <sup>3</sup> | 671          | 671          |
| Divers <sup>4</sup>                                                                                  | —            | (12)         |
| <b>Dette nette ajustée<sup>5</sup></b>                                                               | <b>4 056</b> | <b>4 124</b> |
| <b>BAIIA ajusté<sup>6</sup></b>                                                                      | <b>1 457</b> | <b>1 632</b> |
| <b>Dette nette ajustée sur le BAIIA ajusté (multiple)</b>                                            | <b>2,8</b>   | <b>2,5</b>   |

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 (néant pour la période close le 31 mars 2024 et 17 millions de dollars pour la période close 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 31 mars 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 :

| Mesure                                     | Cible pour 2024                                             | Résultats réels de 2023                       |
|--------------------------------------------|-------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------|
| BAILA ajusté <sup>1</sup>                  | De 1 150 millions de dollars à<br>1 300 millions de dollars | 1 632 millions de dollars                     |
| Flux de trésorerie disponible <sup>1</sup> | De 450 millions de dollars à<br>600 millions de dollars     | 890 millions de dollars                       |
| Flux de trésorerie disponibles par action  | De 1,47 \$ à 1,96 \$                                        | 3,22 \$                                       |
| Dividende                                  | 0,24 \$ par action sur une base<br>annualisée               | 0,22 \$ par action sur une<br>base annualisée |

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» 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 pour 2024   |
|----------------------------------------|------------------------|
| Alberta – au comptant (\$/MWh)         | De 75 \$ à 95 \$       |
| Mid-Columbia – au comptant (\$ US/MWh) | De 75 \$ US à 85 \$ US |
| AECO – prix du gaz (\$/GJ)             | De 1,75 \$ à 2,25 \$   |

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 3 millions de dollars sur le BAILA ajusté pour le reste de l'exercice 2024.

### Autres hypothèses relatives aux perspectives pour 2024

|                                                       | Attentes pour 2024                                   |
|-------------------------------------------------------|------------------------------------------------------|
| Marge brute du secteur Commercialisation de l'énergie | De 110 millions de dollars à 130 millions de dollars |
| Dépenses d'investissement de maintien                 | De 130 millions de dollars à 150 millions de dollars |
| Impôts au comptant du secteur Siège social            | De 95 millions de dollars à 130 millions de dollars  |
| Intérêts au comptant                                  | De 240 millions de dollars à 260 millions de dollars |

## Couvertures en Alberta

| Fourchette des hypothèses                     | T2 2024     | T3 2024     | T4 2024     | Exercice 2025 | Exercice 2026 |
|-----------------------------------------------|-------------|-------------|-------------|---------------|---------------|
| Production visée par des couvertures (GWh)    | 1 983       | 2 249       | 2 153       | 4 614         | 3 215         |
| Prix couvert (\$/MWh)                         | 85 \$       | 85 \$       | 85 \$       | 79 \$         | 80 \$         |
| Volumes de gaz visés par des couvertures (GJ) | 14 millions | 14 millions | 15 millions | 28 millions   | 18 millions   |
| Prix du gaz couverts (\$/GJ)                  | 2,80 \$     | 2,84 \$     | 2,80 \$     | 3,52 \$       | 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 31 mars 2024, nous avons accès à des liquidités s'élevant à 1,7 milliard de dollars, dont 417 millions de dollars en trésorerie, déduction faite du découvert bancaire.

## 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.

## 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<sup>er</sup> janvier 2024 et ont été adoptées par la Société à cette date.

Le 1<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> 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 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<sup>er</sup> 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 10 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

#### Plan climatique fédéral

En avril 2021, le gouvernement du Canada a annoncé une révision de la cible de réduction des GES par rapport aux niveaux de 2005 d'ici 2030, la faisant passer de 40 % à 45 %. En 2022, le ministère Environnement et Changement climatique Canada («ECCC») du gouvernement du Canada 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. Une période de consultation publique de 75 jours a pris fin le 2 novembre 2023. Le 15 février 2024, le gouvernement du Canada a publié une mise à jour assortie d'une période de consultation publique de 30 jours pour recueillir des commentaires. La version définitive du REP devrait être publiée en 2024.

Dans le budget fédéral de 2023, le gouvernement a annoncé des catégories de crédits d'impôt à l'investissement («CII») supplémentaires et d'autres détails visant à appuyer la transition vers la carboneutralité. Les CII devraient favoriser les investissements dans les technologies carboneutres dans le secteur de l'électricité. Le 6 juin 2023, le ministère des Finances a lancé des consultations pour recueillir des

commentaires sur les détails de conception relatifs aux composantes CII incluses dans le budget 2023. Le 4 août 2023, le gouvernement du Canada a publié des propositions législatives visant à tenir une consultation afin de faire progresser les principales priorités budgétaires, y compris le CII pour les technologies propres, le CII pour la fabrication des technologies propres et le CII pour le captage, l'utilisation et le stockage du carbone. La version définitive de la législation devrait être publiée en 2024. Le 20 décembre 2023, le gouvernement du Canada a également publié une proposition législative concernant le CII pour l'hydrogène propre et la fabrication des technologies propres aux fins de consultation.

### 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 28 février 2024, le gouvernement de l'Alberta a annoncé de nouvelles restrictions et exigences qu'il imposera à l'égard des nouveaux projets d'énergie renouvelable et des processus d'approbation de la réglementation liée aux centrales. Ces nouvelles mesures 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 de l'Alberta, 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, et l'octroi aux municipalités du droit de participer aux audiences de l'AUC se rapportant aux centrales électriques. On s'attend à ce que le gouvernement et les organismes de réglementation organisent des consultations sur ces nouvelles exigences et leur mise en œuvre. Le projet de parc éolien Riplinger a subi les répercussions des nouvelles restrictions, particulièrement celles sur l'aménagement près des zones protégées et des paysages immaculés, et n'ira pas de l'avant. Le projet a été retiré de nos projets aux premiers stades de développement.

Le gouvernement a également levé son moratoire sur les approbations de projets d'énergie renouvelable, qui a été en vigueur du 3 août 2023 au 29 février 2024.

De plus, le gouvernement a indiqué qu'il proposerait des changements au règlement sur le transport (*Transmission Regulation*) d'ici juillet 2024. Le gouvernement a mené deux consultations au cours des trois dernières années sur des changements potentiels en matière de politique et de réglementation liées au transport. Le gouvernement a fait allusion à des changements qu'il entend apporter à l'affectation des coûts de transport aux projets d'énergie renouvelable.

L'AUC a présenté un rapport au ministre de l'Abordabilité et des Services publics sur les incidences de la croissance en matière d'énergies renouvelables sur le bouquet énergétique et la fiabilité du réseau électrique en Alberta. Le rapport de l'AUC est fondé sur une étude de modélisation selon laquelle une croissance accrue des énergies renouvelables permettra non seulement de réduire les prix de l'énergie, mais réduira également les ressources thermiques distribuables, ce qui entraînerait

une détérioration de la fiabilité du réseau qui dépasse les seuils de suffisance à long terme de l'Alberta.

Le 11 mars 2024, le gouvernement a annoncé sa décision d'accepter la recommandation de l'AESO visant à poursuivre des travaux de conception détaillés pour la mise en place d'un «marché de l'énergie restructuré». Parallèlement, le gouvernement a publié le rapport de l'administrateur de la surveillance du marché du 21 décembre 2023 et celui de l'AESO du 31 janvier 2024 qui avaient été présentés au ministre. Ces deux rapports proposaient des changements progressifs au marché de l'énergie actuel qui sont en grande partie cohérents et complémentaires.

L'AESO prévoit faire appel à un groupe de travail du secteur qui commencera à tenir des réunions régulières à partir de la mi-avril dans le but de présenter une proposition complète de la conception détaillée du marché de l'énergie restructuré d'ici le premier ou le deuxième trimestre de 2025. TransAlta participera activement au processus du groupe de travail de l'AESO. Les nouvelles règles du marché qui encadreront la mise en œuvre de la conception détaillée seront présentées à l'AUC au premier ou au deuxième trimestre de 2025 et devraient être approuvées d'ici le quatrième trimestre de 2025 ou le premier trimestre de 2026.

En outre, le 11 mars 2024, le gouvernement a déposé deux nouveaux règlements provisoires en vertu d'un arrêté ministériel. Les nouveaux règlements prévoient des changements spécifiques que l'AESO et l'AUC doivent mettre en œuvre en vertu de règles nouvelles et modifiées de la société indépendante d'exploitation du réseau avant le 1<sup>er</sup> juillet 2024. Les deux règlements viendront à échéance le 30 novembre 2027, à la date prévue de la mise en place du nouveau marché de l'énergie restructuré.

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 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. Les incidences de cette réglementation sont encore incertaines en raison du manque de renseignements fournis à l'égard du mécanisme proposé et étant donné que l'AESO a déjà le pouvoir de prendre ces décisions et d'offrir une compensation pour les coûts, mais qu'il n'a jamais émis de directive à une unité de production à long délai d'approvisionnement.

## 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. Les Autorités canadiennes en valeurs mobilières entendent solliciter des commentaires sur une règle révisée sur les informations à fournir en lien avec les changements climatiques après avoir pris en

compte les règles définitives de la SEC et la norme sur les informations à fournir en lien avec les changements climatiques du Conseil canadien des normes d'information sur la durabilité qui sera publiée en 2024.

## 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 premier ministre Anthony Albanese a agi rapidement pour mettre en œuvre l'une des principales politiques énergétiques de son gouvernement, le plan Powering Australia axé sur l'électricité. Ce plan comprend l'initiative Rewiring the Nation, qui fournira un financement de 20 milliards de dollars australiens afin de soutenir le plan de réseau intégré de l'Australian Energy Market Operator visant à moderniser le réseau de transport et à accroître la pénétration des énergies renouvelables; le Powering the Regions Fund (1,9 milliard de dollars australiens), qui vise à soutenir les initiatives de décarbonation du secteur, à créer de nouveaux secteurs d'activité axés sur l'énergie propre et à favoriser le développement de la main-d'œuvre; et le National Reconstruction Fund, un financement de 15 milliards de dollars australiens destiné à la diversification et à la transformation de l'économie et de l'industrie de l'Australie, notamment grâce à des investissements dans les métaux écologiques, à la production de composantes liées aux énergies propres et au déploiement de technologies à faibles émissions. Les efforts de décarbonation ont été axés sur le financement de technologies propres, la mise à niveau du réseau électrique afin d'appuyer davantage les énergies renouvelables, la réglementation et la déclaration des émissions de GES, et l'incitation à l'adoption de véhicules zéro émission.

TransAlta continue de surveiller l'évolution de la législation à l'égard de l'information financière relative aux changements climatiques par le gouvernement australien, qui devrait entrer en vigueur en 2024.

## 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 de la période de trois mois close le 31 mars 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 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 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 31 mars 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, Pocater, Rundle, Spray, Three Sisters, Bighorn et Brazeau.

## 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.

## CRE

Crédits de rendement en matière d'émissions.

## 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

Secteur d'activité présenté auparavant comme le secteur Charbon au Canada, renommé pour refléter la conversion actuelle des chaudières alimentées au charbon en chaudières alimentées au gaz. 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.

## 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.

## Normes de rendement à l'égard des émissions («NRE»)

Sous le gouvernement de l'Ontario, normes de rendement qui établissent des limites d'émissions de GES pour les installations visées.

## OPRA

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



## Optimisation de la répartition

Achat d'électricité pour satisfaire aux obligations contractuelles, lorsque cela est rentable.

## 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

Aucune électricité n'est produite pendant les périodes de faibles prix du marché, mais elle est achetée sur le marché pour satisfaire les obligations du contrat.

## 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.

## 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.