



## 03. Le résultat de notre action

### Nos états financiers —

Notre engagement au service d'une performance financière durable, transparente et créatrice de valeur.

# Rapport d'audit contractuel des commissaires aux comptes

## sur les états financiers annuels IFRS

### Aux Actionnaires de la société TotalEnergies EP Gabon,

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre Assemblée générale ordinaire, nous vous présentons notre rapport sur les états financiers relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2025, sur le contrôle des états financiers annuels de la société TotalEnergies EP Gabon, tels qu'ils sont joints au présent rapport.

Ces états financiers ont été arrêtés par le Conseil d'administration le 24 mars 2026 sur la base des éléments disponibles à cette date.

### Opinion

Nous avons effectué l'audit des états financiers annuels de la société TotalEnergies EP Gabon, comprenant l'état de la situation financière au 31 décembre 2025, le compte de résultat, le tableau des flux de trésorerie, ainsi que les notes annexes. Ces états financiers annuels présentent un total bilan de 2 653 M\$ et un bénéfice net de l'exercice de 46,3 M\$.

À notre avis, les états financiers annuels sont réguliers et sincères et donnent une image fidèle du résultat des opérations de l'exercice écoulé ainsi que de la situation financière et du patrimoine de la Société à la fin de cet exercice conformément aux règles et méthodes comptables selon le référentiel IFRS tel qu'adopté par l'Union européenne.

### Fondement de l'opinion

Nous avons effectué notre audit selon les Normes internationales d'audit (ISA). Les responsabilités qui nous incombent en vertu de ces normes sont plus amplement décrites dans la section « Responsabilités du commissaire aux comptes relatives à l'audit des états financiers annuels » du présent rapport.

Nous sommes indépendants de la société TotalEnergies EP Gabon conformément au Code de déontologie des professionnels comptables du Conseil des normes internationales de déontologie comptable (le Code de l'IESBA) et les règles d'indépendance qui encadrent le commissariat aux comptes et nous avons satisfait aux autres responsabilités éthiques qui nous incombent selon ces règles. Nous estimons que les éléments probants que nous avons obtenus sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion d'audit.

### Points clés de l'audit

Les points clés de l'audit sont les points qui, selon notre jugement professionnel, ont été les plus importants lors de l'audit des états financiers de la période en cours.

Les points ainsi portés s'inscrivent dans le contexte de l'audit des comptes annuels pris dans leur ensemble, arrêtés dans les conditions rappelées précédemment, et de la formation de notre opinion exprimée ci-avant. Nous n'exprimons pas d'opinion sur des éléments de ces comptes annuels pris isolément.

### Évaluation de la dépréciation des actifs non courants des activités d'exploration et de production

#### RISQUE IDENTIFIÉ

Comme présenté dans la note 6 de l'annexe aux comptes au 31 décembre 2025, les actifs non courants sont composés des immobilisations incorporelles (MUSD 29), des immobilisations corporelles (MUSD 1 478) et des sommes placées sur les comptes dédiés en prévision des travaux futurs de restitution des sites (MUSD 254).

La Société réalise des tests de dépréciation sur ces actifs lorsqu'un indice de perte de valeur est identifié, ces tests étant réalisés au niveau des unités génératrices de trésorerie (UGT) concernées, qui regroupent les champs ou groupement de champs d'hydrocarbures intégrant les actifs industriels permettant la production, le traitement et l'évacuation des hydrocarbures. La valeur d'utilité d'une UGT est déterminée sur la base des flux de trésorerie futurs actualisés, dans le cadre des hypothèses économiques et des conditions d'exploitation prévues par la direction générale de la Société. Les principales hypothèses d'évaluation prises en compte par la Société dans l'évaluation de la valeur d'utilité, comprennent le prix futur des hydrocarbures, le prix du carbone futur, les coûts opérationnels futurs, les estimations des réserves d'hydrocarbures et le taux d'actualisation après impôts.

Comme décrit dans l'annexe aux comptes dans la note « Principaux jugements et estimations comptables » et la note 17 « Dépréciations d'actifs », la Société retient une trajectoire de prix du pétrole qui converge à long terme vers le prix retenu en 2050 par le scénario NZE de l'AIE, soit 25,7 \$<sub>2025</sub> par baril et, pour le gaz, des prix qui se stabilisent au-delà de 2030 et jusqu'en 2040 à des niveaux plus faibles qu'actuellement, pour converger ensuite vers les prix du scénario NZE de l'AIE en 2050. La détermination des valeurs recouvrables intègre par ailleurs sur l'ensemble des actifs identifiés l'impact de leurs émissions de CO<sub>2</sub>. Les émissions futures scope 1 et 2 des actifs concernés sur la durée de vie des actifs y sont valorisés à 100 \$/t ou le prix en vigueur dans un pays donné, s'il est supérieur. Au-delà de 2031, le prix du CO<sub>2</sub> est inflaté de 2 % par an.

Les dépréciations d'actifs non courants au titre de 2025 se sont élevées à MUSD 0 en résultat opérationnel.

Afin d'évaluer la résilience du portefeuille à différents paramètres, des sensibilités à plusieurs hypothèses ont été déterminées par la direction, dont une sensibilité à une baisse de 10 % et 20 % du prix des hydrocarbures utilisés sur toute la durée de vie des actifs ainsi qu'à un prix du carbone de 200 \$/t, inflaté de 2 % par an à partir de 2031.

Nous avons considéré l'évaluation des actifs non courants des activités d'exploration et de production comme un point clé de l'audit dans la mesure où l'appréciation par la direction des hypothèses présentées ci-dessus comporte une part de jugement élevée, s'agissant de projections liées à des événements futurs.

#### NOTRE RÉPONSE

Nous avons pris connaissance, évalué la conception et testé l'efficacité opérationnelle de certains contrôles mis en place par la Société pour répondre au risque d'anomalie significative relatif à l'évaluation de la dépréciation des actifs non courants des activités d'exploration et de production. Nos travaux ont inclus le test des activités de contrôle portant sur l'identification d'indices de perte de valeur et la détermination des principales hypothèses retenues par la direction sous-tendant la valeur recouvrable des actifs testés.

Nos travaux ont consisté principalement à :

- ▶ analyser l'existence d'indices de perte de valeur sur ces actifs, une baisse significative de la production, la promulgation d'une nouvelle loi fiscale, l'impact de nouvelles hypothèses de prix des hydrocarbures ou du prix du carbone ;
- ▶ comparer les scénarios de prix des hydrocarbures retenus par la Société à des informations sectorielles publiques (AIE, *brokers* et consultants lorsque pertinent) ; en particulier le prix relatif aux scénarios APS et NZE, considérés par l'AIE comme compatibles avec l'Accord de Paris pour limiter l'élévation de température « nettement en dessous de 2 °C » ;
- ▶ analyser les hypothèses de prix du carbone incluses dans les flux de trésorerie, notamment en les comparant aux données actuelles de marché et en les confrontant aux informations sectorielles publiques (notamment AIE) ;
- ▶ comparer les hypothèses d'émissions de CO<sub>2</sub> (scope 1+2) incluses dans les flux de trésorerie futurs à celles incluses dans le budget 2026 et le PLT de la Société approuvés par le Comité exécutif et le Conseil d'administration ;
- ▶ apprécier la cohérence des dates de fin de production appliquées dans les prévisions de flux de trésorerie avec celles prévues dans les contrats au titre des fins de licence ;
- ▶ comparer les hypothèses principales (prix futur des hydrocarbures, prix du carbone futur, coûts opérationnels futurs, estimations des réserves d'hydrocarbures, taux d'actualisation après impôt et dividendes futurs attendus) à celles incluses dans les analyses, les budgets et les prévisions approuvés par la direction et le Conseil d'administration ;
- ▶ apprécier la cohérence des hypothèses de coûts opérationnels futurs en calculant des ratios coûts/production, et notamment en les comparant d'année en année ;
- ▶ rapprocher les profils de production retenus avec les réserves prouvées et probables d'hydrocarbures établies dans le cadre des processus internes de la Société ;
- ▶ recalculer, avec nos experts en évaluation, le taux d'actualisation après impôt utilisé par la direction et le confronter aux taux retenus par des analystes de marché ;
- ▶ apprécier la cohérence des taux d'impôt retenus par rapport aux régimes fiscaux applicables et aux contrats pétroliers en vigueur ;
- ▶ évaluer les informations fournies dans la note 17 « Dépréciation d'actifs » de l'annexe aux comptes incluant celles relatives aux sensibilités du résultat opérationnel et du résultat net aux scénarios des prix des hydrocarbures et au prix du carbone.

### Incidence de l'estimation des réserves prouvées et prouvées développées d'hydrocarbures sur l'amortissement des actifs pétroliers en production

#### RISQUE IDENTIFIÉ

Comme présenté dans le paragraphe « Estimation des réserves d'hydrocarbures » de la note « Principaux jugements et estimations comptables » de l'annexe aux comptes, l'estimation des réserves prouvées et prouvées développées d'hydrocarbures est importante pour la mise en œuvre de la méthode dite des « *successful efforts* » utilisée pour la comptabilisation des activités pétrolières de la Société. La note 6 de l'annexe aux comptes indique à ce titre que les actifs pétroliers sont amortis selon la méthode de l'unité de production, basée soit sur les réserves prouvées d'hydrocarbures, soit sur les réserves prouvées développées d'hydrocarbures. Ces réserves sont estimées par les ingénieurs pétroliers de la Société conformément aux pratiques sectorielles et des règles SEC (*Securities and Exchange Commission*).

Les principales hypothèses utilisées par la Société pour estimer les réserves prouvées et prouvées développées d'hydrocarbures pour calculer l'amortissement des actifs pétroliers en production pour l'exercice clos au 31 décembre 2025 comprennent les données de géoscience et d'ingénierie utilisées pour la détermination des quantités des gisements, les modalités contractuelles qui déterminent la part des réserves revenant à la Société et le prix des hydrocarbures.

Nous avons considéré l'incidence de l'estimation des réserves prouvées et prouvées développées d'hydrocarbures sur l'amortissement des actifs pétroliers en production comme un point clé de l'audit dans la mesure où l'appréciation par la direction des hypothèses utilisées par la Société comporte une part de jugement élevée en raison de leur nature incertaine.

#### NOTRE RÉPONSE

Nous avons pris connaissance, évalué la conception et testé l'efficacité opérationnelle de certains contrôles pour répondre au risque d'anomalie significative relatif à l'amortissement des actifs pétroliers en production, en fonction des réserves prouvées et prouvées développées d'hydrocarbures. Nos travaux ont inclus le test de certains contrôles sur la détermination et l'évaluation des réserves, et la prise en compte des modalités contractuelles qui permettent de déterminer la part des réserves prouvées et prouvées développées d'hydrocarbures revenant à la Société.

Nos travaux sur l'estimation des réserves par la Société ont consisté principalement à :

- › étudier les qualifications et l'expérience des ingénieurs pétroliers de la Société en charge de l'estimation des réserves, ces ingénieurs spécialisés dans le domaine des géosciences et de l'ingénierie réservoir étant également formés aux procédures internes de la Société ainsi qu'aux règles SEC applicables ;
- › apprécier l'indépendance des comités, comprenant ces ingénieurs pétroliers, en charge de la revue annuelle des réserves de la Société ;
- › analyser les principales variations des réserves prouvées et prouvées développées d'hydrocarbures par rapport à la clôture de l'exercice précédent ;
- › rapprocher les productions réelles de 2025 des productions attendues initialement ;
- › analyser les données contractuelles qui permettent de déterminer les réserves prouvées développées d'hydrocarbures jusqu'à la date d'expiration des contrats ;
- › apprécier la cohérence des dates de fin de production utilisées dans le calcul des amortissements avec celles prévues dans les contrats au titre des fins de licence et dans les prévisions de flux de trésorerie utilisées pour les tests de dépréciation ;
- › apprécier l'absence de réserves résiduelles significatives prouvées et prouvées développées d'hydrocarbures à produire après 2040 sur la base du portefeuille actuel d'actifs pétroliers ;
- › étudier la méthodologie utilisée par la Société pour estimer les réserves prouvées et prouvées développées d'hydrocarbures en lien avec la réglementation de la SEC et la moyenne annuelle des prix de 2025.

### Responsabilités du Conseil d'administration relatives aux états financiers annuels

Les états financiers annuels ont été établis et arrêtés par le Conseil d'administration du 24 mars 2026 sur la base des éléments disponibles à cette date.

Le Conseil d'administration est responsable de la préparation des états financiers conformément au référentiel IFRS tel qu'adopté par l'Union européenne, ainsi que du contrôle interne qu'elle considère comme nécessaire pour permettre la préparation d'états financiers annuels ne comportant pas d'anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou d'erreurs.

Lors de la préparation des états financiers annuels, il incombe au Conseil d'administration d'évaluer la capacité de la Société à poursuivre son exploitation, de communiquer, le cas échéant, les questions relatives à la continuité de l'exploitation et d'appliquer le principe comptable de continuité d'exploitation, sauf si le Conseil d'administration a l'intention de mettre la Société en liquidation ou de cesser ses activités ou s'il n'existe aucune autre solution alternative réaliste qui s'offre à elle.

Il incombe au Conseil d'administration de surveiller le processus d'élaboration de l'information financière de la Société.

Fait à Libreville, le 15 avril 2026

#### Les commissaires aux comptes

**Yves FUMANAL**  
Expert-comptable  
agrégé CEMAC EC94

**ERNST & YOUNG**

**Erik WATREMEZ**  
Expert-comptable  
agrégé CEMAC EC5BO

### Responsabilités du commissaire aux comptes relatives à l'audit des états financiers annuels

Nos objectifs sont d'obtenir l'assurance raisonnable que les états financiers annuels pris dans leur ensemble ne comportent pas d'anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs, et d'émettre un rapport d'audit contenant notre opinion.

L'assurance raisonnable correspond à un niveau élevé d'assurance, qui ne garantit toutefois pas qu'un audit réalisé conformément aux normes « ISA » permettra de toujours détecter toute anomalie significative existante. Les anomalies peuvent provenir de fraudes ou résulter d'erreurs et sont considérées comme significatives lorsqu'il est raisonnable de s'attendre à ce que, prises individuellement ou en cumulé, elles puissent influencer les décisions économiques que les utilisateurs des états financiers annuels prennent en se fondant sur ceux-ci.

Nos responsabilités pour l'audit des états financiers annuels sont décrites de façon plus détaillée dans l'annexe du présent rapport du commissaire aux comptes.

# Annexe portant responsabilités du commissaire aux comptes

## relatives à l'audit contractuel des états financiers

### Dans le cadre de nos diligences, nous nous conformons successivement :

- › aux exigences des Normes Internationales d'Audit (ISA) et ;
- › aux obligations spécifiques selon le référentiel IFRS tel qu'adopté par l'Union européenne.

### De manière plus détaillée,

- › nous nous conformons aux règles d'éthique relatives à l'audit des états financiers annuels édictées par le Code de déontologie des professionnels comptables du Conseil des normes internationales de déontologie comptable (le code de l'IESBA) et les règles d'indépendance qui encadrent le commissariat aux comptes ;
- › nous faisons preuve d'esprit critique qui implique d'être attentifs aux éléments probants qui contredisent d'autres éléments probants recueillis, aux informations qui remettent en cause la fiabilité de documents et de réponses apportées aux demandes de renseignements à utiliser en tant qu'éléments probants, aux situations qui peuvent révéler une fraude possible, aux circonstances qui suggèrent le besoin de mettre en œuvre des procédures d'audit en supplément de celles requises par les Normes ISA ;
- › nous faisons preuve de jugement professionnel lors de la conduite de l'audit en particulier pour les décisions portant sur le caractère

significatif et le risque d'audit, la nature, le calendrier et l'étendue des procédures d'audit à mettre en œuvre pour satisfaire les diligences requises par les normes ISA et pour recueillir des éléments probants, le fait de déterminer si des éléments probants suffisants et appropriés ont été recueillis, et si des travaux supplémentaires sont nécessaires pour atteindre les objectifs des normes ISA et, par voie de conséquence, les objectifs généraux de l'auditeur, l'évaluation des jugements de la direction portant sur le suivi du référentiel comptable applicable, le fondement des conclusions tirées des éléments probants recueillis, par exemple l'appréciation du caractère raisonnable des évaluations faites par la direction lors de l'établissement des états financiers ;

- › nous préparons tout au long de l'audit une documentation qui fournit une trace suffisante et appropriée des travaux, fondements de notre rapport d'audit et des éléments démontrant que l'audit a été planifié et réalisé selon les Normes ISA et dans le respect des exigences législatives et réglementaires applicables ;
- › nous identifions et évaluons les risques que les états financiers comportent des anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs, concevons et mettons en œuvre des procédures d'audit en réponse à ces risques, et réunissons des éléments probants suffisants et appropriés pour fonder notre opinion. Le risque de non-détection d'une anomalie significative résultant d'une fraude est plus élevé que celui d'une anomalie significative résultant d'une erreur car la fraude peut impliquer la collusion, la falsification, les omissions volontaires, les fausses déclarations ou le contournement du contrôle interne ;
- › nous recueillons, le cas échéant, des éléments probants suffisants et appropriés concernant le respect des dispositions des textes législatifs et réglementaires dont il est admis qu'elles ont une incidence directe sur la détermination des données chiffrées significatives enregistrées et l'information fournie dans les états financiers, mettons en œuvre des procédures d'audit spécifiques visant à identifier les cas de non-respect d'autres textes législatifs et réglementaires qui peuvent avoir une incidence significative sur les états financiers, et apporter une réponse appropriée aux cas avérés ou suspectés de non-respect des textes législatifs et réglementaires identifiés au cours de l'audit ;
- › nous fournissons également au Conseil d'administration une déclaration précisant que nous nous sommes conformés aux règles de déontologie pertinentes concernant l'indépendance, et leur communiquons, le cas échéant, toutes les relations et les autres facteurs qui peuvent raisonnablement être considérés comme susceptibles d'avoir une incidence sur notre indépendance ainsi que les sauvegardes connexes. Parmi les points communiqués au Conseil d'administration, nous déterminons quels ont été les plus importants lors de l'audit des états financiers de la période considérée : ce sont les points clés de l'audit. Nous décrivons ces points dans notre rapport, sauf si la loi ou la réglementation en empêchent la communication ou si, dans des circonstances extrêmement rares, nous déterminons que nous ne devrions pas communiquer un point dans notre rapport parce que l'on peut raisonnablement s'attendre

à ce que les conséquences néfastes de la communication de ce point dépassent les avantages qu'elle aurait au regard de l'intérêt public ;

- › nous prenons connaissance du contrôle interne de la Société afin de définir des procédures d'audit appropriées aux circonstances, et non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne de la Société. Lorsque des faiblesses significatives sont identifiées, nous les communiquons à la direction, le cas échéant, au Conseil d'administration ;
- › nous évaluons l'incidence sur l'audit des anomalies relevées et l'incidence sur les états financiers des anomalies non corrigées, s'il en existe. Nous les communiquons au niveau approprié de la direction, à moins que ceci ne lui soit interdit par la loi ou la réglementation ;
- › nous apprécions le caractère approprié des méthodes comptables retenues et le caractère raisonnable des estimations comptables faites par la direction, de même que des informations y afférentes fournies par cette dernière ;
- › nous apprécions la présentation d'ensemble, la structure et le contenu des états financiers, y compris les informations fournies dans les notes, et apprécions si les états financiers reflètent les opérations et événements sous-jacents d'une manière propre à donner une image fidèle ;
- › nous identifions les relations et des transactions avec les parties liées, que le référentiel comptable applicable établit ou non des règles en la matière, pour être en mesure de relever des facteurs de risque de fraudes, s'il en existe, découlant de relations et de transactions avec les parties liées, qui sont pertinents pour l'identification et l'évaluation des risques d'anomalies significatives provenant de fraudes, et conclure, sur la base des éléments probants recueillis, si les états financiers, pour autant qu'ils soient affectés par ces relations et ces transactions sont présentés sincèrement ou ne sont pas trompeurs. En outre, lorsque le référentiel comptable applicable contient des règles concernant les parties liées, nous recueillons les éléments probants suffisants et appropriés pour déterminer si les relations et les transactions avec les parties liées ont été correctement identifiées et comptabilisées dans les états financiers et si une information pertinente les concernant a été fournie dans ceux-ci ;
- › nous recueillons les éléments probants suffisants et appropriés montrant que les événements survenus entre la date des états financiers et la date de notre rapport, nécessitant un ajustement des états financiers ou une information à fournir dans ceux-ci, ont fait l'objet d'un traitement approprié dans les états financiers conformément au référentiel comptable applicable ;
- › nous concluons quant au caractère approprié de l'utilisation par la direction du principe comptable de continuité d'exploitation et, selon les éléments probants recueillis, quant à l'existence ou non d'une incertitude significative liée à des événements ou situations susceptibles de jeter un doute important sur la capacité de la Société

à poursuivre son exploitation. Si nous concluons à l'existence d'une incertitude significative, nous sommes tenus d'attirer l'attention des lecteurs de notre rapport sur les informations fournies dans les états financiers au sujet de cette incertitude ou, si ces informations ne sont pas adéquates, d'exprimer une opinion modifiée. Nos conclusions s'appuient sur les éléments recueillis jusqu'à la date de notre rapport ;

- › nous obtenons des déclarations écrites de la direction générale et, le cas échéant, du Conseil d'administration, confirmant que celle-ci considère avoir satisfait à ses responsabilités relatives à l'établissement des états financiers ainsi qu'à l'exhaustivité des informations qui nous ont été fournies. En outre, nous confortons d'autres éléments probants relatifs aux états financiers ou à des assertions spécifiques contenues dans ceux-ci au moyen de ces déclarations écrites si nous estimons nécessaire ou si celles-ci sont requises par d'autres normes ISA ;
- › nous nous assurons, tout au long de l'audit, que l'égalité entre les associés est respectée, notamment que toutes les actions d'une même catégorie bénéficient des mêmes droits ;
- › nous devons signaler à la plus prochaine Assemblée générale, les irrégularités et les inexactitudes relevées lors de l'audit. En outre, nous devons signaler au ministère public les faits délictueux dont nous avons eu connaissance au cours de l'audit, sans que notre responsabilité puisse être engagée par cette révélation ;
- › nous avons l'obligation du respect du secret professionnel pour les faits, actes et renseignements dont nous avons eu connaissance.

# Rapport de gestion du Conseil d'administration

## Commentaires sur le compte de résultat (IFRS)

### Résultat net

Le résultat net de l'exercice 2025 s'établit à 46 M\$, contre 91 M\$ en 2024. Cette diminution s'explique par la baisse du prix de vente moyen de la qualité de pétrole brut commercialisée par TotalEnergies EP Gabon (- 60 M\$), de la production (- 27 M\$), des intérêts sur les dépôts de trésorerie (- 14 M\$), des autres produits financiers et non opérationnels (- 7 M\$) et la légère hausse des amortissements (- 3 M\$). Ces effets négatifs sont partiellement compensés par la baisse de la charge d'impôts (+ 54 M\$) et des autres charges d'exploitation (+ 12 M\$).

### Chiffre d'affaires

En 2025, le chiffre d'affaires s'élève à 418 M\$, en baisse de 10 % par rapport à 2024 (465 M\$), essentiellement du fait de la diminution des prix moyens des bruts commercialisés par la Société (- 15 %), partiellement compensée par une hausse des volumes de brut vendus par TotalEnergies EP Gabon (+ 7 %).

### Achats, nets des variations de stock

Ce poste comprend les achats de brut à des tiers dans le cadre de l'activité négoce de la Société, la redevance minière acquittée sur le brut produit ainsi que l'impact comptable de la variation de la position de sur/sous-enlèvement d'hydrocarbures.

Les achats nets des variations de stock baissent de 40 M\$ entre 2025 (83 M\$) et 2024 (43 M\$), principalement en raison de la baisse des prix du brut, et d'une gestion optimisée des stocks entraînant une hausse des volumes de brut vendus (+ 7 %).

### Autres charges d'exploitation

Le poste autres charges d'exploitation comprend les coûts d'exploitation, les ajustements des provisions pour remise en état des sites et les dotations aux provisions pour risques et charges d'exploitation.

La diminution de 12 M\$ des autres charges d'exploitation en 2025 résulte principalement de la maîtrise des coûts opérée par des efforts d'optimisation sur les dépenses de production.

### Charges d'exploration

La charge est nulle en 2025.

### Amortissements et dépréciations des immobilisations corporelles et droits miniers

Les dotations aux amortissements des immobilisations corporelles et droits miniers sont en légère hausse de 3 M\$ en 2025 (174 M\$) par rapport à 2024 (171 M\$).

### Autres produits et autres charges

Le poste autres produits et charges comprend les charges non opérationnelles telles que les provisions pour investissements diversifiés et investissements dans les hydrocarbures (PID-PIH) et les autres produits et charges non opérationnels.

Ce poste, en baisse de 19 M\$, en 2025 est principalement impacté par le reclassement des intérêts des comptes séquestres pour la restitution des sites, effectuée courant 2025, vers le poste des autres charges et produits financiers.

### Coût de l'endettement financier

Ce poste est constitué des intérêts générés par les dépôts de trésorerie de la Société et le coût financier des contrats de location (IFRS 16).

Le coût de l'endettement financier est de 17 M\$ en 2025, contre 31 M\$ en 2024. Cette baisse de 14 M\$ sur un an s'explique principalement par le recul de la rémunération des positions de trésorerie sur la période.

### Autres produits et autres charges financières

Les autres produits financiers comprennent les intérêts des comptes séquestres pour la restitution des sites qui ont diminué sur la période en raison principalement de la baisse des taux d'intérêt. S'y ajoutent les profits et pertes de change issus principalement des flux en euros et francs CFA comptabilisés par la Société. Les autres produits financiers s'améliorent de 12 M\$ en 2025.

Les autres charges financières sont constituées essentiellement de l'accrétion des provisions pour remise en état des sites, dont la variation est non significative sur la période.

### Produit (charge) d'impôt

La Société enregistre une baisse de la charge d'impôt de 54 M\$, en 2025 (6 M\$) par rapport à 2024 (60 M\$).

Cette baisse de l'impôt est consécutive de celle du résultat net.

## Affectation du résultat

Le Conseil d'administration a décidé de proposer à l'Assemblée générale ordinaire des actionnaires, convoquée le 7 mai 2026, la distribution d'un dividende de 22,22 dollars par action, soit 100 M\$ pour l'ensemble des actionnaires.

## Commentaires sur le tableau des flux de trésorerie

### Trésorerie

La variation de la trésorerie de TotalEnergies EP Gabon est de - 236M\$ en 2025, en baisse de 375 M\$ par rapport à 2024 (139 M\$), essentiellement impactée par le paiement du dividende complémentaire de l'exercice 2023 début janvier 2025 (- 320 M\$).

### Flux de trésorerie d'exploitation

Sur l'année 2025, le flux de trésorerie d'exploitation ressort à - 103 M\$, en baisse par rapport à 2024 (312 M\$), principalement en raison du paiement du dividende complémentaire de l'exercice 2023 (- 320 M\$) intervenu au premier trimestre 2025.

Hors effet exceptionnel du dividende complémentaire, le flux de trésorerie d'exploitation s'élève à 217 M\$. La variation de 95 M\$ par rapport à 2024 s'explique par la baisse du prix moyen du brut et de la production, ainsi que par la réduction des autres produits financiers et non opérationnels. Cet impact est partiellement compensé par une évolution favorable du besoin en fonds de roulement.

### Flux de trésorerie d'investissement

En 2025, le flux de trésorerie d'investissement s'élève à 20 M\$, en baisse de 35 M\$ par rapport à 2024 (55 M\$).

Il est positivement impacté par la mise à disposition des fonds du compte séquestre pour la restitution de site du champ Konzi en vue de leur rétrocession à la République Gabonaise. Par ailleurs, les investissements pétroliers s'élèvent à 62 M\$ en 2025, stables par rapport à 2024 (60 M\$). Sur l'exercice 2025, ils couvrent essentiellement les arrêts planifiés sur Anguille et Torpille, des interventions sur puits, des travaux d'intégrité sur les sites et des opérations relatives à la réduction des émissions de gaz à effet de serre de nos activités.

Les investissements pétroliers de la Société demeurent soumis aux risques habituels de marché (en particulier la sensibilité au prix du pétrole, au taux de change du dollar par rapport à l'euro et au franc CFA), aux risques industriels et environnementaux liés à la nature même des activités sur lesquelles portent ces investissements, ainsi qu'aux risques liés à l'exploration et à la production pétrolière et gazière, en particulier le déclin naturel des champs. Une description de ces risques est détaillée dans ce Rapport financier annuel 2025.

### Flux de trésorerie de financement

En 2025, le flux de trésorerie de financement s'élève à 112 M\$, en baisse de 6 M\$ par rapport à 2024 (118 M\$).

Cette variation s'explique d'une part par la baisse des variations des dettes financières courantes qui correspondent essentiellement à la variation des positions créditrices des comptes bancaires de la Société, et d'autre part par les efforts réalisés par TotalEnergies EP Gabon pour réduire ses positions de découvert et donc les charges financières qui y sont associées.

# Compte de résultat

(en k\$)

Exercice		2025	2024	2023
<b>Chiffre d'affaires</b>	<b>note 1</b>	<b>417 808</b>	<b>464 718</b>	<b>443 876</b>
Achats, nets de variation de stocks	note 2	(83 468)	(42 725)	(47 241)
Autres charges d'exploitation	note 2	(111 925)	(123 632)	(120 996)
Charges d'exploration	note 2	-	-	(10)
Amortissements et dépréciations des immobilisations corporelles et droits miniers	note 2	(174 219)	(171 404)	(248 294)
Autres produits	note 3	150	5	(1 256)
Autres charges	note 3	(10 231)	8 737	1 155
Coût de l'endettement financier	note 4	17 321	30 788	28 144
Autres produits financiers	note 4	(1 317)	(36)	(342)
Autres charges financières	note 4	(1 731)	(14 804)	(13 905)
Produit / (Charge) d'impôt	note 5	(6 115)	(60 460)	(14 768)
<b>Résultat net</b>		<b>46 273</b>	<b>91 187</b>	<b>26 362</b>
Nombre d'actions		4 500 000	4 500 000	4 500 000
<b>Résultat net par action (en \$)<sup>(1)</sup></b>		<b>10,28</b>	<b>20,26</b>	<b>5,86</b>

<sup>(1)</sup> Le résultat net par action correspond au rapport entre le résultat net et le nombre d'actions en circulation au cours de l'exercice (la Société ne détient pas d'action).  
Le résultat net dilué n'est pas présenté car aucun instrument dilutif n'est à reporter par la Société.

# Résultat global

(en k\$)

Exercice	2025	2024	2023
<b>Résultat net</b>	<b>46 273</b>	<b>91 187</b>	<b>26 362</b>
<b>Autres éléments du résultat global</b>			
(Pertes) et gains actuariels	-	-	-
Effet d'impôts	-	-	-
<b>Résultat global</b>	<b>46 273</b>	<b>91 187</b>	<b>26 362</b>

# Bilan

(en k\$)

Au 31 décembre 2025		2025	2024	2023
<b>ACTIF</b>				
<b>Actifs non courants</b>				
Immobilisations incorporelles	note 6	28 568	33 005	43 439
Immobilisations corporelles	note 6	1 478 455	1 568 206	1 645 720
Autres actifs non courants	note 6	264 694	306 809	319 907
<b>Total actifs non courants</b>		<b>1 771 717</b>	<b>1 908 020</b>	<b>2 009 067</b>
<b>Actifs courants</b>				
Stocks	note 7	30 639	33 719	25 105
Clients et comptes rattachés	note 8	94 870	79 112	138 666
Autres créances	note 8	151 177	160 136	122 946
Trésorerie et équivalents de trésorerie	note 9	580 433	815 937	677 145
Actifs destinés à être cédés	note 6	24 015	23 576	-
<b>Total actifs courants</b>		<b>881 133</b>	<b>1 112 480</b>	<b>963 862</b>
<b>Total actif</b>		<b>2 652 850</b>	<b>3 020 500</b>	<b>2 972 929</b>
<b>PASSIF</b>				
<b>Capitaux propres</b>				
Capital		76 500	76 500	76 500
Primes et réserves consolidées		1 275 220	1 326 606	1 655 989
<b>Total des capitaux propres</b>	<b>note 10</b>	<b>1 351 720</b>	<b>1 403 106</b>	<b>1 732 489</b>
<b>Passifs non courants</b>				
Impôts différés	note 5	648 654	671 805	670 885
Engagements envers le personnel	note 11	7 221	6 929	4 717
Provisions et autres passifs non courants	note 12	309 304	331 785	341 772
Dettes financières non courantes	note 9	29 945	41 923	29 217
<b>Total des passifs non courants</b>		<b>995 124</b>	<b>1 052 443</b>	<b>1 046 591</b>
<b>Passifs courants</b>				
Fournisseurs et comptes rattachés	note 8	104 789	111 953	87 988
Autres créditeurs et dettes diverses	note 8	165 359	415 888	87 186
Dettes financières courantes	note 9	25 859	22 572	18 675
Passifs relatifs aux actifs destinés à être cédés	note 9	9 999	14 538	-
<b>Total des passifs courants</b>		<b>306 006</b>	<b>564 952</b>	<b>193 849</b>
<b>Total passif</b>		<b>2 652 850</b>	<b>3 020 500</b>	<b>2 972 929</b>

# Tableau de flux de trésorerie

(en k\$)

Au 31 décembre 2025		2025	2024	2023
<b>FLUX DE TRÉSORERIE D'EXPLOITATION</b>				
Résultat net		46 273	91 187	26 362
Amortissements et pertes de valeur des immobilisations corporelles et incorporelles		174 219	171 404	248 294
Provisions et impôts différés		(61 169)	(2 301)	(22 120)
(Plus) / Moins-values sur cessions d'actifs		(150)	(5)	1 256
Diminution / (Augmentation) du besoin en fonds de roulement		(262 237)	51 477	(27 591)
<b>Flux de trésorerie d'exploitation</b>		<b>(103 064)</b>	<b>311 761</b>	<b>226 201</b>
<b>FLUX DE TRÉSORERIE D'INVESTISSEMENT</b>				
Investissements corporels et incorporels		(61 676)	(60 417)	(85 390)
Augmentation des prêts non courants		(17 742)	(21 836)	(20 663)
<b>Investissements</b>		<b>(79 419)</b>	<b>(82 252)</b>	<b>(106 053)</b>
Produits de cession d'actifs corporels et incorporels				
Remboursement de prêts non courants		59 422	27 226	6 571
<b>Désinvestissements</b>		<b>59 422</b>	<b>27 226</b>	<b>6 571</b>
<b>Flux de trésorerie d'investissement</b>		<b>(19 996)</b>	<b>(55 027)</b>	<b>(99 483)</b>
<b>FLUX DE TRÉSORERIE DE FINANCEMENT</b>				
Dividendes payés		(100 000)	(100 000)	(100 000)
Émission nette d'emprunts non courants		-	-	-
Variation des dettes financières courantes		(12 443)	(17 943)	(33 564)
<b>Flux de trésorerie de financement</b>		<b>(112 443)</b>	<b>(117 943)</b>	<b>(133 564)</b>
<b>Augmentation / (Diminution) de la trésorerie</b>		<b>(235 503)</b>	<b>138 791</b>	<b>(6 845)</b>
Trésorerie en début de période		815 937	677 145	683 991
<b>Trésorerie à fin de période</b>		<b>580 433</b>	<b>815 937</b>	<b>677 145</b>

# Tableau de variation des capitaux propres

(en k\$)

	Capital	Primes & réserves	Total des capitaux propres
<b>Capitaux propres au 01/01/2023</b>	<b>76 500</b>	<b>1 732 910</b>	<b>1 809 410</b>
Résultat de l'exercice	-	26 362	26 362
Autres éléments du résultat global	-		
<b>Résultat global</b>	<b>-</b>	<b>26 362</b>	<b>26 362</b>
Distribution des dividendes	-	(100 000)	(100 000)
Autres éléments	-	(3 283)	(3 283)
<b>Capitaux propres au 31/12/2023</b>	<b>76 500</b>	<b>1 655 989</b>	<b>1 732 489</b>
Résultat de l'exercice	-	91 187	91 187
Autres éléments du résultat global	-		
<b>Résultat global</b>	<b>-</b>	<b>91 187</b>	<b>91 187</b>
Distribution des dividendes	-	(420 000)	(420 000)
Autres éléments	-	(570)	(570)
<b>Capitaux propres au 31/12/2024</b>	<b>76 500</b>	<b>1 326 606</b>	<b>1 403 106</b>
Résultat de l'exercice	-	46 273	46 273
Autres éléments du résultat global	-		
<b>Résultat global</b>	<b>-</b>	<b>46 273</b>	<b>46 273</b>
Distribution des dividendes	-	(100 000)	(100 000)
Autres éléments	-	2 340	2 340
<b>Capitaux propres au 31/12/2025</b>	<b>76 500</b>	<b>1 275 220</b>	<b>1 351 720</b>

# Annexe aux états financiers IFRS

TotalEnergies EP Gabon est une société anonyme de droit gabonais qui a été constituée en 1949. La Société a pour activités la recherche et la production de gisements d'hydrocarbures sous toutes leurs formes, la production et la commercialisation d'électricité sous toutes ses formes.

La Société est constituée d'un seul secteur opérationnel au sens de la norme IFRS 8 « Secteurs opérationnels ». Sa monnaie fonctionnelle est le dollar américain (dollar).

Les comptes annuels de TotalEnergies EP Gabon au 31 décembre 2025 ont été arrêtés par le Conseil d'administration du 24 mars 2026. Ils seront soumis pour approbation à l'Assemblée générale des actionnaires du 7 mai 2026.

La monnaie de présentation des états financiers est le dollar américain. Les montants sont arrondis au millier de dollars le plus proche, sauf indication contraire.

## Sommaire

- 58 Base de préparation des états financiers
- 58 Principaux jugements et estimations comptables
- 60 Jugements en cas de transactions non couvertes par des normes ou interprétations
- 60 Évènements significatifs
- 61 Règles et méthodes comptables
- 61 **Note 1** : Chiffre d'affaires
- 62 **Note 2** : Charges d'exploitation, d'exploration et amortissements
- 63 **Note 3** : Autres produits et autres charges
- 63 **Note 4** : Coût de l'endettement, autres produits financiers et autres charges financières
- 64 **Note 5** : Impôts
- 65 **Note 6** : Actifs non courants
- 68 **Note 7** : Stocks et en-cours
- 69 **Note 8** : Créances et dettes
- 72 **Note 9** : Disponibilités et endettement
- 72 **Note 10** : Capitaux propres
- 73 **Note 11** : Charges et avantages au personnel
- 74 **Note 12** : Passifs non courants
- 75 **Note 13** : Éléments relatifs au tableau de flux de trésorerie
- 76 **Note 14** : Parties liées
- 76 **Note 15** : Rémunération des organes d'administration et de direction
- 77 **Note 16** : Engagements hors bilan et passifs éventuels
- 79 **Note 17** : Dépréciation d'actifs
- 80 **Note 18** : Risques
- 81 **Note 19** : Commissaires aux comptes

# Annexe aux états financiers IFRS

Les comptes de TotalEnergies EP Gabon sont impactés par l'environnement économique. La Société a tenu compte de l'impact de cet environnement, en particulier sur l'amortissement et la dépréciation de ses actifs pétroliers (voir note 17 « Dépréciations d'actifs » et note 6.2 « Immobilisations corporelles »).

## Principaux jugements et estimations comptables

La préparation des états financiers selon les normes IFRS pour la clôture au 31 décembre 2025 requiert de la part de la Société le recours à des estimations, hypothèses et jugements, qui affectent l'information présentée dans les états financiers et leurs notes annexes.

Ces estimations, hypothèses et jugements sont basés sur l'expérience passée et d'autres facteurs considérés comme raisonnables à la date de préparation des états financiers. Ils sont régulièrement revus par la direction générale et peuvent donc être sensiblement révisés en cas de changement des circonstances ou à la suite de nouvelles informations.

Des estimations, hypothèses et jugements différents pourraient avoir des impacts significatifs sur l'information présentée. Les réalisations définitives pourraient également être différentes des montants inclus dans les données financières et leurs notes annexes.

Les principales estimations, hypothèses et jugements mis en œuvre dans le cadre de la préparation des états financiers et de leurs notes annexes sont détaillés ci-après. Ils doivent être revus en parallèle des notes annexes associées auxquelles il est fait référence dans chacun des paragraphes.

### Estimation des réserves d'hydrocarbures

L'estimation des réserves d'hydrocarbures est importante pour la mise en œuvre de la méthode dite des *successful efforts* utilisée par la Société pour la comptabilisation de ses activités pétrolières.

Les réserves d'hydrocarbures de la Société sont estimées par les ingénieurs pétroliers de la Société conformément aux pratiques sectorielles et aux règles SEC (*U.S. Securities and Exchange Commission*).

Les réserves prouvées sont celles qui, par l'analyse de données de géosciences et d'ingénierie, peuvent être, avec une certitude raisonnable, estimées (à compter d'une certaine date, à partir de gisements connus et selon les conditions économiques, méthodes d'exploitation et réglementations gouvernementales existantes) récupérables avant la date d'expiration des contrats accordant le droit d'exploitation à moins que des éléments n'attestent que le renouvellement de ce droit est raisonnablement certain, et ce, quelle que soit la méthode, déterministe ou probabiliste, utilisée pour cette estimation.

Les réserves d'hydrocarbures prouvées sont établies sur la base d'un prix moyen annuel de référence calculé à partir de la moyenne arithmétique du prix des premiers jours de chaque mois de l'année, à l'exception des cas où les prix sont définis contractuellement, sans

actualisation. La Société réévalue ses réserves d'hydrocarbures au moins une fois par an pour l'ensemble de ses droits miniers.

La méthode comptable des *successful efforts* ainsi que les droits miniers et immobilisations corporelles de la Société sont présentés en note 6 « Actifs non courants ».

### Dépréciation d'actifs

Dans le cadre de la détermination de la valeur recouvrable des actifs pour les tests de dépréciation (IAS 36), les estimations, hypothèses et jugements concernent principalement les scénarios de prix des hydrocarbures, les coûts opératoires, les volumes de production et les réserves prouvées et probables de pétrole et de gaz. Les estimations et hypothèses, utilisées par la Société, sont déterminées en lien avec TotalEnergies SE. Elles prennent en compte les conditions économiques et des analyses d'experts externes à la Société. Le taux d'actualisation est revu chaque année.

Le taux d'actualisation retenu par TotalEnergies EP Gabon, périodiquement réactualisé, est unique à l'ensemble des sociétés du périmètre consolidé de TotalEnergies SE. Il est déterminé à partir du Coût Moyen Pondéré du Capital (CMPC) calculé aux bornes de TotalEnergies SE. Les risques spécifiques à TotalEnergies EP Gabon sont pris en compte dans les flux de trésorerie actualisés et non dans le CMPC (prise en compte dans les calculs de flux de trésorerie futurs des hypothèses business associées à l'actif concerné, y compris la modélisation des spécificités, risques et incertitudes futurs inhérents à cet actif, avant actualisation au CMPC).

Un taux d'actualisation de 7 % a été utilisé par TotalEnergies SE de 2014 à 2021. Dans le contexte de remontée des taux, la moyenne du CMPC de TotalEnergies SE avait augmenté à 8,26 % en 2022. Pour tenir compte de cette évolution, TotalEnergies SE avait décidé de retenir un taux de 8 % pour la réalisation des tests de dépréciation à fin 2022, conservé en 2023. Le CMPC ayant baissé en 2024 (7,06 % au 30 septembre 2024), TotalEnergies SE avait décidé de retenir un taux de 7 % pour la réalisation des tests de dépréciation à fin 2024. Le CMPC est resté stable en 2025 (7,01 % au 30 septembre 2025). Le taux de 7 % reste d'application pour effectuer les tests de dépréciation au 31 décembre 2025.

En 2025, la Société n'a pas eu recours à une dépréciation de ses actifs.

### Provisions pour restitution des sites

Les dépenses futures au titre des restitutions des sites, résultant d'une obligation légale ou implicite, sont provisionnées sur la base d'une estimation raisonnable, au cours de l'exercice durant lequel apparaît l'obligation.

Cette estimation est fondée sur les informations disponibles en termes de coûts et de programme de travaux. Elle est régulièrement revue pour notamment tenir compte des changements intervenant dans les lois et règlements, les estimations de réserves et de productions, l'analyse des conditions du site et les technologies. Le taux d'actualisation est revu chaque année.

Les provisions pour restitution des sites et les méthodes appliquées pour leur comptabilisation sont présentées en note 12 « Passifs non courants ».

### Impôt sur le résultat

Un passif d'impôt différé est comptabilisé dès lors qu'un paiement futur, en application d'une réglementation fiscale, est considéré comme probable et qu'il peut être raisonnablement estimé. L'exercice du jugement est nécessaire pour évaluer les conséquences d'événements nouveaux sur le montant de ce passif. Les actifs d'impôts différés sont constatés dans les comptes dans la mesure où leur recouvrement est considéré comme probable. Le montant de ces actifs est déterminé après prise en compte des impôts différés passifs d'échéance comparable relevant des mêmes régimes fiscaux. Il prend en compte des profits taxables existants et des profits taxables futurs dont l'estimation est par nature incertaine et susceptible d'être modifiée dans la durée.

L'exercice du jugement est donc requis pour évaluer les conséquences d'événements nouveaux sur la valeur de ces actifs et notamment les changements intervenant dans les estimations de ces profits futurs taxables et des délais nécessaires à leur utilisation.

En outre, ces positions fiscales peuvent dépendre des interprétations des législations fiscales et règlements. Ces interprétations peuvent avoir un caractère incertain. Selon les circonstances, elles ne sont définitives qu'après des négociations ou la résolution de litiges avec les autorités concernées qui peuvent durer plusieurs années.

L'impôt sur le résultat et les méthodes appliquées pour sa comptabilisation sont détaillés dans la note 5 « Impôts ».

### Changement climatique et transition énergétique

TotalEnergies EP Gabon soutient les objectifs de l'Accord de Paris de 2015 qui appelle à réduire les émissions de gaz à effet de serre, dans le contexte du développement durable et de la lutte contre la pauvreté, et qui vise à contenir l'élévation de la température moyenne de la planète bien en dessous de 2°C par rapport aux niveaux préindustriels.

Total Energies EP Gabon veut ainsi relever le double défi de satisfaire les besoins en énergie d'une population mondiale plus nombreuse, tout en limitant le réchauffement climatique, et participer activement à la transition en cours du monde de l'énergie.

TotalEnergies EP Gabon s'engage à réduire son empreinte carbone liée à la production. Même si le rythme de la transition dépendra de celui de l'évolution des politiques publiques, des modes de consommation et de la demande correspondante, TotalEnergies EP Gabon se donne pour mission de proposer à ses clients des produits énergétiques abordables et moins émetteurs de CO<sub>2</sub> et d'accompagner ses partenaires et fournisseurs dans leur propre stratégie bas carbone.

## Base de préparation des états financiers

Ces états financiers incluent la Société ainsi que les quotes-parts d'actifs et passifs relatifs aux *Joint Operations Agreement* pétroliers contractuels dans lesquels la Société est impliquée. Au 31 décembre 2025, la liste des entreprises associées significatives est présentée dans le tableau suivant :

Nom et lieu des entreprises associées	Nature des opérations	Participations
Anguille	Exploitation	100 %
Torpille	Exploitation	100 %
Île Mandji	Exploitation	100 %
Baudroie	Exploitation	90 %

En application de la Directive 2007/14/CE de la Commission européenne, et du Règlement général de l'Autorité des marchés financiers, les comptes de la Société ont été établis en conformité avec les normes comptables internationales IFRS (*International Financial Reporting Standards*) telles qu'adoptées par l'Union européenne au 31 décembre 2021.

Les principes comptables appliqués pour les comptes consolidés au 31 décembre 2025 sont identiques à ceux retenus pour les états financiers au 31 décembre 2024. Aucune évolution normative n'a dû être appliquée par anticipation par la Société.

TotalEnergies EP Gabon évalue la robustesse de son portefeuille, en particulier pour les nouveaux investissements significatifs, sur la base de scénarios pertinents et de tests de sensibilités. Chaque investissement significatif dans l'exploration, l'acquisition ou le développement des ressources pétrolières, fait l'objet d'une évaluation prenant en compte les objectifs de l'Accord de Paris.

Les critères économiques sont analysés dans un scénario de prix de Brent à 50 \$/b, soit un prix inférieur à celui du dernier scénario APS publié par l'AIE réputé être compatible avec les objectifs de l'Accord de Paris. Même si la tarification du CO<sub>2</sub> ne s'applique pas actuellement dans le pays où la Société opère, TotalEnergies EP Gabon prend en compte comme cas de base dans ses critères d'investissement un prix du CO<sub>2</sub> de 100 \$/t et au-delà de 2031, le prix de CO<sub>2</sub> est inflaté de 2 %/an.

Pour les projets pétroliers, la création de valeur et la génération de cash sont privilégiées par rapport au volume et TotalEnergies EP Gabon vise en priorité à développer des projets à coûts techniques bas (moins de 20 \$/b pour les coûts opératoires et les coûts d'investissement) ou présentant des points morts bas (moins de 30 \$/b y compris la fiscalité) et une rentabilité supérieure à un seuil défini en interne. Les projets Carbon Capture Storage (CCS) et Nature Based Solutions (NBS) sont évalués à l'aune du prix de revient de la tonne de CO<sub>2</sub> (seuil interne en \$/tCO<sub>2</sub>). Quant aux projets dans les énergies renouvelables, ils sont évalués pour générer une rentabilité supérieure à 10 %.

Chaque projet pétrolier doit contribuer à diminuer l'intensité moyenne des émissions de GES (scope 1 + 2) de l'entreprise dans sa catégorie.

Ainsi :

- pour les nouveaux projets pétroliers (projets *greenfield* et acquisitions), l'intensité des émissions de GES (scope 1+2) est comparée suivant leur nature à l'intensité des émissions de GES moyenne des actifs de production de la Société ;
- pour les investissements additionnels sur les actifs existants (projets *brownfield*), le projet devra baisser l'intensité des émissions (scope 1+2) de l'actif concerné ;
- pour les projets relatifs aux autres énergies et technologies (biocarburants, biogaz), les réductions d'émissions de GES sont évaluées pour leur contribution à la baisse des émissions de la Société.

Par ailleurs, comme décrit dans la note 17 « Dépréciations d'actifs », pour s'assurer de la résilience de ses actifs au bilan, la Société retient pour le calcul de ses dépréciations une trajectoire de prix du pétrole qui converge à long terme vers le prix retenu en 2050 par le scénario NZE de l'AIE, soit 25,7 \$<sub>2025</sub>/b.

La stratégie est elle-même déclinée dans le Plan Long Terme de la Société, établi sur cinq ans, mis à jour une fois par an et validé par le Conseil d'administration.

Il reflète l'environnement économique, les objectifs de réduction des émissions fixés par la Société et les dynamiques de transition

énergétique actuelles dans les divers pays, sachant que de nombreuses incertitudes demeurent sur les voies qu'emprunteront les différents pays dans leur transition énergétique.

Les états financiers de TotalEnergies EP Gabon sont préparés en cohérence avec les principales hypothèses techniques et économiques du Plan Long Terme et les objectifs rappelés ci-dessus.

Ils sont par ailleurs sensibles à différents paramètres d'environnement dont les prix du pétrole mais également à des paramètres techniques dont l'évaluation des réserves d'hydrocarbures. Les hypothèses et estimations retenues impactent en particulier les réserves d'hydrocarbures, la durée de vie des actifs, la dépréciation des immobilisations ainsi que les provisions.

### Jugements en cas de transactions non couvertes par des normes ou interprétations

Par ailleurs, lorsqu'une transaction spécifique n'est traitée par aucune norme ou interprétation, la direction générale de la Société exerce son jugement pour définir et mettre en œuvre les méthodes comptables permettant de fournir une information conforme aux principes généraux des IFRS : image fidèle, pertinence et importance relative.

### Événements significatifs

#### Cession de participation dans le permis Baudroie Mérou Marine II G5-143

TotalEnergies EP Gabon a signé le 15 octobre 2024 avec la Société Nationale des Hydrocarbures du Gabon (*Gabon Oil Company*), un accord portant sur la vente de 15 % de sa participation dans le permis Baudroie Mérou Marine II G5-143, conformément aux dispositions du Code des Hydrocarbures. Les conditions permettant l'effectivité de cette cession sont en cours de réalisation.

Baudroie Mérou Marine II G5-143 est un permis offshore d'une superficie de 296 km<sup>2</sup>, sous régime de contrat de partage de production. Au terme de cet accord, les partenaires sont TotalEnergies EP Gabon (75 % opérateur), la Société Nationale des Hydrocarbures du Gabon (15 %) et l'État gabonais (10 %).

En application de la norme IFRS 5 « Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités abandonnées » les actifs concernés ont cessé d'être amorti à partir du 1<sup>er</sup> octobre 2024. Au 31 décembre 2025, les actifs et passifs demeurent respectivement classés dans la rubrique du bilan « Actifs destinés à être cédés » pour 24 millions de dollars et dans la rubrique « Passifs relatifs aux actifs destinés à être cédés » pour 10 millions de dollars. Les actifs concernés comprennent principalement des immobilisations corporelles.

### Règles et méthodes comptables

#### Méthode de conversion

La monnaie de présentation des états financiers de TotalEnergies EP Gabon ainsi que sa monnaie fonctionnelle est le dollar américain. Les transactions réalisées en devises autres que la monnaie fonctionnelle de TotalEnergies EP Gabon sont converties au cours de change en vigueur à la date de transaction. À la clôture de l'exercice, les actifs et passifs monétaires sont convertis au taux de clôture et l'écart de change qui en résulte est enregistré en résultat.

#### Principes comptables applicables et significatifs dans le futur

Il n'a pas été identifié de normes ou interprétations publiées respectivement par l'IASB (*International Accounting Standards Board*) et l'IFRS IC (*International Financial Reporting Standards Interpretations Committee*) non encore en vigueur au 31 décembre 2025 qui seraient applicables à la Société, en dehors de l'IFRS 18.

À noter que la norme IFRS 18, publiée en avril 2024 et applicable à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2027, modifiera la présentation du compte de résultat consolidé et du tableau de flux de trésorerie consolidé.

#### NOTE 1.

### Chiffre d'affaires

#### Vente d'hydrocarbures

Le chiffre d'affaires est comptabilisé lorsqu'il y a transfert à l'acheteur du contrôle des biens et que le montant peut être raisonnablement estimé. Ainsi, les ventes de pétrole brut et de gaz naturel sont enregistrées lors du transfert de propriété selon les termes du contrat.

Le produit de la vente de la production des champs dans lesquels la Société détient une participation avec d'autres producteurs est

comptabilisé en chiffre d'affaires sur la base des volumes réels vendus dans la période. Toute différence entre les volumes vendus et les volumes correspondants aux droits de la Société est comptabilisée dans les rubriques « Autres créances » ou « Autres créateurs et dettes diverses » au bilan et dans la rubrique « Achats, nets de variation de stocks » au compte de résultat.

#### Vente de prestations de services

Le revenu lié aux prestations de services est reconnu lorsque les services ont été rendus.

Exercice (en k\$)	2025		2024		2023	
	Volume	Valeur	Volume	Valeur	Volume	Valeur
Ventes de brut (Mb) <sup>(1)</sup>	6,1	400 541	5,7	445 512	5,4	417 359
Ventes de gaz (Mm <sup>3</sup> )	56,1	1 003	23,4	413	19,1	133
Travaux, services vendus		118		189		107
<b>Chiffre d'affaires</b>		<b>401 662</b>		<b>446 114</b>		<b>417 599</b>

<sup>(1)</sup> Chiffres ne comprenant pas les barils de fiscalité revenant à l'État dans le cadre des contrats de partage de production.

#### La répartition du chiffre d'affaires par zone géographique est la suivante :

Exercice (en k\$)	2025		2024		2023	
	Volume	Valeur	Volume	Valeur	Volume	Valeur
Asie / Europe		352 199		410 437		411 933
Domestique		49 463		35 679		5 666
<b>Total</b>		<b>401 662</b>		<b>446 114</b>		<b>417 599</b>

## NOTE 2.

## Charges d'exploitation, d'exploration et amortissements

## 2.1 Charges d'exploitation

Exercice (en k\$)	2025	2024	2023
Achats, nets de variation de stocks <sup>(1)(2)</sup>	(83 468)	(42 725)	(47 241)
Autres charges d'exploitation <sup>(3)</sup>	(111 925)	(123 632)	(120 996)
dont (dotations) reprises de provisions	53 000	21 037	8 477
Charges d'exploration	-	-	(10)
<b>Charges d'exploitation</b>	<b>(195 393)</b>	<b>(166 357)</b>	<b>(168 248)</b>

<sup>(1)</sup> Inclut les redevances (taxes à la production).

<sup>(2)</sup> La Société valorise les sous et sur enlèvements à la valeur de marché.

<sup>(3)</sup> Constituées principalement des frais de production et de fonctionnement.

## 2.2 Charges d'exploration

La Société applique la norme IFRS 6 « Prospection et évaluation de ressources minérales », relative à la comptabilisation des dépenses d'exploration. La comptabilisation des droits et actifs de production d'hydrocarbures est réalisée conformément à la méthode des *successful efforts*, décrite en note 6 de ce document :

- › les dépenses de géologie et géophysique, incluant les campagnes sismiques d'exploration, sont comptabilisées directement en charges d'exploration de la période ;
- › le coût des forages « secs » et des forages qui n'ont pas permis de découvrir des réserves prouvées est passé en charges d'exploration.

## 2.3 Amortissements et dépréciations des immobilisations corporelles et droits miniers

Les dotations aux amortissements et dépréciations des immobilisations corporelles et droits miniers se ventilent comme suit :

Exercice (en k\$)	2025	2024	2023
Dotations nettes d'amortissements et dépréciations des immobilisations corporelles	(170 068)	(166 699)	(241 337)
Dotations nettes d'amortissements et dépréciations des droits miniers	(4 151)	(4 706)	(6 957)
<b>Total</b>	<b>(174 219)</b>	<b>(171 404)</b>	<b>(248 294)</b>

## NOTE 3.

## Autres produits et autres charges

Exercice (en k\$)	2025	2024	2023
Plus/Moins-values sur cessions d'actifs	150	5	(1 256)
<b>Autres produits</b>	<b>150</b>	<b>5</b>	<b>(1 256)</b>
Autres	(10 231)	8 737	1 155
<b>Autres charges</b>	<b>(10 231)</b>	<b>8 737</b>	<b>1 155</b>

La rubrique « Autres charges » est constituée principalement de charges de développement durable (Provisions pour Investissements Diversifiés (PID) et Provisions pour Investissements dans les Hydrocarbures (PIH)) encourues par la Société au titre de ses obligations contractuelles.

## NOTE 4.

## Coût de l'endettement, autres produits financiers et autres charges financières

## 4.1 Coût de l'endettement financier

Exercice (en k\$)	2025	2024	2023
Produits financiers	21 218	35 702	31 942
Coût financier IFRS16	(3 373)	(5 061)	(3 600)
Autre coût de l'endettement financier	(524)	147	(198)
<b>Total coût de l'endettement financier</b>	<b>17 321</b>	<b>30 788</b>	<b>28 144</b>

Les produits financiers sont essentiellement composés des intérêts reçus sur les dépôts en compte courant (4,03 % en 2025, 4,9 % en 2024 et 4,8 % en 2023).

## 4.2 Autres produits financiers et autres charges financières

Exercice (en k\$)	2025	2024	2023
(Perte)/Profit de change	(1 317)	(36)	(342)
<b>Autres produits financiers</b>	<b>(1 317)</b>	<b>(36)</b>	<b>(342)</b>
Effet de l'actualisation des provisions pour restitution des sites	(1 731)	(14 804)	(13 905)
<b>Autres charges financières</b>	<b>(1 731)</b>	<b>(14 804)</b>	<b>(13 905)</b>

Les pertes et profits de change proviennent principalement des flux en euros et francs CFA comptabilisés par la Société. Le mécanisme de l'actualisation des provisions pour restitution des sites est détaillé en note 12 « Passifs non courants ».

## NOTE 5.

## Impôts

La charge ou le produit d'impôt présenté au compte de résultat comprend la charge d'impôt courant et la charge ou le produit d'impôt différé.

La charge d'impôt courant est le montant estimé de l'impôt dû au titre du résultat imposable de la période. Elle se décompose comme suit :

- la charge d'impôt relatif aux champs opérés sous le régime de la convention d'établissement ;
- la charge d'impôt relatif aux champs opérés en partage de production (*tax oil*). La *tax oil* correspond à la part de la production revenant à l'État, prélevée sur le *profit oil* (production disponible nette de l'intégralité des coûts récupérables). Le taux déterminant la part du *profit oil* revenant à l'État est fixé contractuellement par

chaque contrat d'exploitation en partage de production et varie en fonction des quantités produites ;

- la charge de dotation aux Provisions pour Investissements Diversifiés (PID) et aux Provisions pour Investissements dans les Hydrocarbures (PIH).

Les impôts différés sont valorisés et comptabilisés conformément à la norme IAS 12 « Impôts sur le résultat ». Ils sont fondés sur les différences temporelles existantes entre les valeurs comptables et fiscales des actifs et passifs enregistrés au bilan.

Les actifs et passifs d'impôt différé sont évalués selon la méthode du report variable, en fonction des taux d'imposition définis contractuellement dans les différents contrats pétroliers de la Société.

La charge ou le produit d'impôt sur les résultats s'analyse de la manière suivante :

Exercice (en k\$)	2025	2024	2023
Impôts courants	(28 975)	(56 529)	(42 315)
Impôts différés	22 860	(3 932)	27 548
<b>Produit / (Charge) d'impôt</b>	<b>(6 115)</b>	<b>(60 460)</b>	<b>(14 768)</b>

## L'analyse du passif net d'impôt différé par source s'établit comme suit :

Au 31 décembre (en k\$)	2025	2024	2023
Déficit et crédit d'impôt reportable	-	-	9 900
Pensions, retraites et obligations similaires	3 972	3 811	2 750
Autres provisions non déductibles temporairement	34 511	31 549	33 550
Différentiels d'amortissement	(615 086)	(648 359)	(621 015)
Autres déductions fiscales temporaires	(78 278)	(65 538)	(84 775)
Litige fiscal	-	-	(13 131)
Autres sources relatives aux actifs destinées à être cédés	6 227	3 721	1 836
<b>Passif net d'impôt différé</b>	<b>(648 654)</b>	<b>(674 817)</b>	<b>(670 885)</b>

## Rapprochement entre la charge d'impôt théorique et le résultat avant impôt

Les différences permanentes sont principalement dues à l'impact des modalités de fiscalisation propres aux contrats pétroliers de la Société.

Exercice (en k\$)	2025	2024	2023
Résultat net [A]	46 273	91 187	26 362
Impôts sur les Sociétés [B]	(6 115)	(60 460)	(14 768)
<b>Résultat avant impôt [C] = [A - B]</b>	<b>52 388</b>	<b>151 647</b>	<b>41 130</b>
Taux d'imposition théorique	55,0 %	55,0 %	55,0 %
<b>Charge d'impôt théorique [D] = - [C] * taux d'imposition th.</b>	<b>(28 813)</b>	<b>(83 406)</b>	<b>(22 621)</b>
Effet fiscal du résultat imposé à un taux différent	16 489	405	(9 204)
Déficit et crédit d'impôt reportable	-	18 463	(18 463)
Différences permanentes	6 211	4 079	35 521
<b>Produit / (Charge) d'impôt dans le compte de résultat</b>	<b>(6 115)</b>	<b>(60 460)</b>	<b>(14 768)</b>

## NOTE 6.

## Actifs non courants

## 6.1 Immobilisations incorporelles

## Droits miniers

Les droits miniers non prouvés font l'objet de tests de dépréciation en fonction des résultats de l'exploration ou dans le cadre des tests de dépréciation des unités génératrices de trésorerie auxquels ils appartiennent.

Les droits miniers non prouvés sont transférés en droits miniers prouvés, à la valeur nette comptable, dès la reconnaissance des réserves prouvées.

Les droits miniers prouvés sont amortis selon la méthode de l'unité de production, basée sur les réserves prouvées. La charge

d'amortissement correspondante est enregistrée en dotation aux amortissements des immobilisations corporelles et droits miniers.

## Autres immobilisations incorporelles

Les autres immobilisations incorporelles comprennent les brevets, marques, et droits au bail.

Les immobilisations incorporelles sont comptabilisées au bilan pour leur coût d'acquisition ou de revient, diminué des amortissements et pertes de valeur éventuellement constatés.

Les immobilisations incorporelles (hors droits miniers) à durée de vie définie sont amorties linéairement sur des durées comprises entre trois et vingt ans en fonction de la durée d'utilité des actifs concernés. La charge d'amortissement correspondante est enregistrée en autres charges.

Au 31 décembre 2025 (en k\$)	Valeur brute	Amortissements et dépréciations	Valeur nette
Droits miniers sur permis prouvés	101 292	(73 211)	28 080
Droits miniers sur permis non prouvés	9 674	(9 591)	83
Autres immobilisations incorporelles	19 119	(18 715)	404
<b>Total immobilisations incorporelles</b>	<b>130 085</b>	<b>(101 517)</b>	<b>28 568</b>

Au 31 décembre 2024 (en k\$)	Valeur brute	Amortissements et dépréciations	Valeur nette
Droits miniers sur permis prouvés	101 292	(69 061)	32 231
Droits miniers sur permis non prouvés	9 674	(9 591)	83
Autres immobilisations incorporelles	19 119	(18 428)	691
<b>Total immobilisations incorporelles</b>	<b>130 085</b>	<b>(97 080)</b>	<b>33 005</b>

Au 31 décembre 2023 (en k\$)	Valeur brute	Amortissements et dépréciations	Valeur nette
Droits miniers sur permis prouvés	111 458	(69 496)	41 962
Droits miniers sur permis non prouvés	10 091	(9 591)	500
Autres immobilisations incorporelles	19 119	(18 142)	977
<b>Total immobilisations incorporelles</b>	<b>140 668</b>	<b>(97 229)</b>	<b>43 439</b>

### Les variations des immobilisations incorporelles s'analysent comme suit :

Exercice (en k\$)	Immobilisations incorporelles nettes au 1 <sup>er</sup> janvier	Augmentations	Cessions	Dotations nettes d'amortissements et dépréciations	Autres	Immobilisations incorporelles nettes au 31 décembre
<b>2025</b>	<b>33 005</b>		-	<b>(4 151)</b>	<b>(287)</b>	<b>28 568</b>
2024	43 439		-	(4 706)	(5 728)	33 005
2023	64 895		-	(13 245)	(8 210)	43 439

## 6.2 Immobilisations corporelles

### Dépenses d'exploration

La Société applique la norme IFRS 6 relative à la comptabilisation des dépenses d'exploration. La comptabilisation des droits et actifs de production d'hydrocarbures est réalisée conformément à la méthode des *successful efforts*.

Les forages d'exploration sont comptabilisés et font l'objet de tests de dépréciation sur une base individuelle comme suit :

- le coût des forages d'exploration ayant permis de découvrir des réserves prouvées est immobilisé et amorti par la suite selon la méthode de l'unité de production, basée sur les réserves prouvées développées ;
- dans l'attente de déterminer s'ils ont permis de découvrir des réserves prouvées, le coût des forages d'exploration est temporairement immobilisé quand les deux conditions suivantes sont réunies :
  - le puits a mis en évidence un volume suffisant d'hydrocarbures pour justifier, le cas échéant, sa complétion en tant que puits producteur en supposant que les investissements nécessaires à la production soient effectués ;
  - la Société enregistre des progrès suffisants dans la détermination des réserves et de la viabilité technique et économique du projet. Ces progrès sont évalués sur la base de critères tels que des travaux d'exploration additionnels (puits, travaux sismiques ou études significatives) en cours de réalisation ou inscrits dans un programme ferme, la réalisation d'études de développement, et en tenant compte du fait que la Société puisse être dans l'attente d'autorisations du gouvernement ou d'un tiers sur un projet proposé ou de disponibilité de capacité de transport ou de traitement sur une installation existante.

Le coût des puits d'exploration qui ne remplissent pas ces conditions est comptabilisé en « charges d'exploration ».

### Actifs de production d'hydrocarbures des activités d'exploration et de production

Les coûts de développement des actifs de production d'hydrocarbures sont immobilisés en incluant les coûts d'emprunt pendant la période de construction, ainsi que les coûts estimés et actualisés des travaux futurs de restitution des sites.

Le taux d'amortissement des puits de développement et des capacités de production commercialisable est égal au rapport de la production d'hydrocarbures de la période sur les réserves prouvées développées d'hydrocarbures (méthode de l'unité de production).

Dans le cas où, du fait de l'effet prix sur les réserves, la méthode

d'amortissement à l'unité de production ne reflète pas de manière satisfaisante la durée de vie utile de l'actif, une méthode alternative d'amortissement est appliquée en se basant sur les réserves évaluées avec le prix de l'année précédente. Cette méthode alternative n'est pas appliquée au 31 décembre 2023, ni au 31 décembre 2024, ni au 31 décembre 2025 car compte tenu du prix retenu pour évaluer les réserves sur ces exercices, la méthode d'amortissement à l'unité de production reflète de manière satisfaisante la durée de vie des actifs. Dans le cadre de projets de développement phasés ou faisant l'objet d'une mise en production progressive des puits, la base amortissable des immobilisations, à l'exclusion des puits de production ou de service, est ajustée pour exclure la partie des coûts de développement attribuables aux réserves non encore développées de ces projets.

Concernant les contrats de partage de production, la méthode de l'unité de production s'applique à la quote-part de production et des réserves revenant à TotalEnergies EP Gabon telles qu'elles peuvent être estimées en fonction des clauses contractuelles de remboursement des dépenses d'exploration, de développement et de production (*cost oil*) ainsi que de partage des droits à hydrocarbures après déduction du *cost oil* (*profit oil*).

Les systèmes de transport et de transformation des hydrocarbures sont amortis sur la base des réserves devant transiter par ces installations (méthode de l'unité de transport ou de traitement) ou de façon linéaire, selon la méthode qui reflète au mieux la durée d'utilisation économique de l'actif.

### Autres immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles sont comptabilisées au bilan pour leur coût d'acquisition ou de revient, diminué des amortissements et pertes de valeur éventuellement constatées. Ce coût inclut les frais financiers supportés, lorsqu'ils sont directement attribuables à l'acquisition ou à la production d'un actif qualifié, jusqu'à leur mise en service.

Les coûts d'entretien et de réparation sont pris en charges dans l'exercice au cours duquel ils sont encourus.

Les immobilisations corporelles sont amorties linéairement selon leur durée d'utilité :

### Principales durées d'amortissement

Mobiliers, matériels de bureau, machines et outillages	3-10 ans
Matériels de transport	3-7 ans
Dépôts et équipements associés	3-10 ans
Installations complexes spécialisées et pipelines	3-10 ans
Constructions	5-12,5 ans

Au 31 décembre 2025 (en k\$)	Valeur brute	Amortissements et dépréciations	Valeur nette
Terrains	23 875	(22 400)	1 474
Installations techniques (y compris transport)	5 964 778	(4 582 321)	1 382 457
Autres immobilisations	194 120	(171 094)	23 026
Immobilisations en cours	83 347	(11 849)	71 498
<b>Total immobilisations corporelles</b>	<b>6 266 119</b>	<b>(4 787 664)</b>	<b>1 478 455</b>

Au 31 décembre 2024 (en k\$)	Valeur brute	Amortissements et dépréciations	Valeur nette
Terrains	23 875	(22 407)	1 467
Installations techniques (y compris transport)	5 887 655	(4 437 352)	1 450 303
Autres immobilisations	203 569	(170 133)	33 436
Immobilisations en cours	94 848	(11 849)	82 999
<b>Total immobilisations corporelles</b>	<b>6 209 947</b>	<b>(4 641 742)</b>	<b>1 568 206</b>

Au 31 décembre 2023 (en k\$)	Valeur brute	Amortissements et dépréciations	Valeur nette
Terrains	23 875	(22 415)	1 460
Installations techniques (y compris transport)	5 843 375	(4 337 132)	1 506 245
Autres immobilisations	199 118	(153 754)	45 363
Immobilisations en cours	104 502	(11 849)	92 653
<b>Total immobilisations corporelles</b>	<b>6 170 870</b>	<b>(4 525 149)</b>	<b>1 645 720</b>

### Les variations des immobilisations corporelles s'analysent comme suit :

Exercice (en k\$)	Immobilisations incorporelles nettes au 1 <sup>er</sup> janvier	Augmentations	Cessions	Dotations nettes d'amortissements et dépréciations	Autres	Immobilisations incorporelles nettes au 31 décembre
<b>2025</b>	<b>1 568 206</b>	<b>61 676</b>	<b>(329)</b>	<b>(147 074)</b>	<b>(4 027)</b>	<b>1 478 455</b>
2024	1 645 720	60 417	(14)	(149 194)	11 275	1 568 206
2023	1 803 660	93 630	(14 790)	(219 904)	(16 876)	1 645 720

Au titre de l'exercice 2025, la colonne « Autres » dans le tableau de variation des immobilisations corporelles comprend l'ajustement du coût de la remise en état des sites (+ 11 970 k\$) et les coûts de location IFRS 16 (- 16 327 k\$).

Au titre de l'exercice 2024, la colonne « Autres » dans le tableau de variation des immobilisations corporelles comprend l'ajustement du coût de la remise en état des sites (+ 6 305 k\$) et les coûts de location IFRS 16 (+ 15 727 k\$) compensés par les immobilisations destinées à être cédées IFRS 5 (- 10 427 k\$).

Au titre de l'exercice 2023, la colonne « Autres » dans le tableau de variation des immobilisations corporelles comprend l'ajustement du coût de la remise en état des sites (- 37 711 k\$) compensé par les coûts de location IFRS 16 (+ 20 835 k\$).

### En application de la norme IFRS 16, les immobilisations corporelles incluent les droits d'usage pour les montants suivants :

Au 31 décembre 2025 (en k\$)	Valeur brute	Amortissements et dépréciations	Valeur nette
Terrains	-	-	-
Installations techniques (y compris transport)	35 046	(10 163)	24 883
Autres immobilisations	67 952	(49 797)	18 154
<b>Total immobilisations corporelles</b>	<b>102 998</b>	<b>(59 960)</b>	<b>43 037</b>

Au 31 décembre 2024 (en k\$)	Valeur brute	Amortissements et dépréciations	Valeur nette
Terrains	-	-	-
Installations techniques (y compris transport)	47 011	(12 443)	34 568
Autres immobilisations	78 225	(51 246)	26 979
<b>Total immobilisations corporelles</b>	<b>125 235</b>	<b>(63 689)</b>	<b>61 546</b>

Au 31 décembre 2023 (en k\$)	Valeur brute	Amortissements et dépréciations	Valeur nette
Terrains	-	-	-
Installations techniques (y compris transport)	15 211	(7 735)	7 476
Autres immobilisations	73 797	(37 128)	36 669
<b>Total immobilisations corporelles</b>	<b>89 009</b>	<b>(44 864)</b>	<b>44 145</b>

### 6.3 Autres actifs non courants

Les autres actifs non courants regroupent principalement les sommes placées sur les comptes dédiés en prévision des travaux futurs de restitution des sites. Dans le tableau de flux de trésorerie, les versements sont sur la ligne « Augmentation des prêts non courants ». Les tirages figurent sur la ligne « Remboursement des prêts non courants ».

#### NOTE 7.

### Stocks et en-cours

Les stocks sont évalués suivant la méthode du Prix Moyen Pondéré (PMP). La valeur brute des marchandises et autres approvisionnements comprend le prix d'achat et les frais accessoires majorés des frais de douane et de transit.

Une provision pour dépréciation des stocks de matériels consommables est constatée lorsque la valeur de réalisation est inférieure au PMP.

Exercice (en k\$)	2025	2024	2023
Stocks de matériels consommables	88 351	87 883	83 652
Dépréciation des stocks de matériels	(57 712)	(54 164)	(58 547)
<b>Montant net</b>	<b>30 639</b>	<b>33 719</b>	<b>25 105</b>

#### NOTE 8.

### Créances et dettes

#### Clients et fournisseurs

Les risques nés de la signature d'accords pétroliers avec les autorités étatiques et les partenaires pétroliers, ou de l'attribution de contrats de fourniture à long terme qui sont indispensables pour entreprendre des projets, sont évalués par le processus d'approbation des opérations

pétrolières. Le caractère long terme des contrats et l'existence de clients de premier rang impliquent un risque de crédit faible.

Les risques liés à des opérations commerciales, autres que celles décrites ci-dessus et dans la pratique placée directement sous le contrôle de la Société, font l'objet de procédures de fixation d'encours de crédit et de revue des encours. Aucune provision significative n'a été comptabilisée durant les exercices 2025, 2024 et 2023.

L'état des créances et des dettes au 31 décembre 2025 est présenté ci-dessous :

CRÉANCES Au 31 décembre 2025 (en k\$)	Analyse par échéance			
	Montants bruts	À 1 an au plus	À plus d'1 an et à moins de 2 ans	À plus de 2 ans
		Dont échues		
<b>Autres actifs non courants</b>	<b>267 420</b>	-	-	<b>267 420</b>
Prêts et créances - non courants <sup>(1)</sup>	254 317	-	-	254 317
Prêts accordés aux salariés - non courants	13 074	-	-	13 074
Dépôts et cautionnements versés	29	-	-	29
<b>Clients et comptes rattachés</b>	<b>94 904</b>	<b>93 195</b>	<b>1 709</b>	-
Clients	94 904	93 195	1 709	-
<b>Autres créances</b>	<b>151 177</b>	<b>134 730</b>	-	<b>16 447</b>
Fournisseurs débiteurs	9 904	9 904	-	-
Personnel et organismes sociaux	2 952	2 952	-	-
Impôts sur les Sociétés - créances <sup>(2)</sup>	16 447	-	-	16 447
Créances sur États (taxes diverses)	61 286	61 286	-	-
Associés et partenaires	7 400	7 400	-	-
Sous-enlèvements	47 717	47 717	-	-
Autres débiteurs	5 472	5 472	-	-
<b>Total</b>	<b>513 502</b>	<b>227 926</b>	<b>1 709</b>	<b>283 867</b>

<sup>(1)</sup> Fonds de restitution des sites.

<sup>(2)</sup> Trop payé d'IS généré en 2017.

DETTES Au 31 décembre 2025 (en k\$)	Analyse par échéance			
	Montants bruts	À 1 an au plus	À plus d'1 an et à moins de 2 ans	À plus de 2 ans
		Dont échues		
<b>Fournisseurs et comptes rattachés</b>	<b>104 789</b>	<b>104 789</b>	<b>104 789</b>	-
Fournisseurs et comptes rattachés	104 789	104 789	104 789	-
<b>Autres débiteurs et dettes diverses</b>	<b>165 359</b>	<b>165 359</b>	-	-
Dettes sociales	14 793	14 793	-	-
Dettes sur États (taxes diverses)	84 805	84 805	-	-
Associés et partenaires	0	-	-	-
Sur-enlèvements	45 330	45 330	-	-
Autres créditeurs	20 431	20 431	-	-
<b>Total</b>	<b>270 148</b>	<b>270 148</b>	<b>104 789</b>	<b>-</b>

L'état des créances et des dettes au 31 décembre 2024 est présenté ci-dessous :

CRÉANCES Au 31 décembre 2024 (en k\$)	Analyse par échéance			
	Montants bruts	À 1 an au plus	À plus d'1 an et à moins de 2 ans	À plus de 2 ans
			Dont échues	
<b>Autres actifs non courants</b>	<b>309 535</b>	-	-	<b>309 535</b>
Prêts et créances - non courants <sup>(1)</sup>	296 819	-	-	296 819
Prêts accordés aux salariés - non courants	12 690	-	-	12 690
Dépôts et cautionnements versés	26	-	-	26
<b>Clients et comptes rattachés</b>	<b>79 147</b>	<b>65 308</b>	<b>13 839</b>	-
Clients	79 147	65 308	13 839	-
<b>Autres créances</b>	<b>153 951</b>	<b>126 414</b>	-	<b>27 536</b>
Fournisseurs débiteurs	15 315	15 315	-	-
Personnel et organismes sociaux	6 623	6 623	-	-
Impôts sur les Sociétés - créances	27 536	-	-	27 536
Créances sur États (taxes diverses)	44 181	44 181	-	-
Associés et partenaires	-	-	-	-
Sous-enlèvements	7 562	7 562	-	-
Autres débiteurs	52 733	52 733	-	-
<b>Total</b>	<b>542 633</b>	<b>191 722</b>	<b>13 839</b>	<b>-</b>

<sup>(1)</sup> Fonds de restitution des sites.

DETTES Au 31 décembre 2024 (en k\$)	Analyse par échéance			
	Montants bruts	À 1 an au plus	À plus d'1 an et à moins de 2 ans	À plus de 2 ans
			Dont échues	
<b>Fournisseurs et comptes rattachés</b>	<b>111 953</b>	<b>111 953</b>	<b>111 953</b>	-
Fournisseurs et comptes rattachés	111 953	111 953	111 953	-
<b>Autres débiteurs et dettes diverses</b>	<b>415 888</b>	<b>415 888</b>	-	-
Dettes sociales	17 642	17 642	-	-
Dettes sur États (taxes diverses)	40 562	40 562	-	-
Associés et partenaires	0	-	-	-
Sur-enlèvements	16 757	16 757	-	-
Autres créditeurs	340 928	340 928	-	-
<b>Total</b>	<b>527 842</b>	<b>527 842</b>	<b>111 953</b>	<b>-</b>

L'état des créances et des dettes au 31 décembre 2023 est présenté ci-dessous :

CRÉANCES Au 31 décembre 2023 (en k\$)	Analyse par échéance			
	Montants bruts	À 1 an au plus	À plus d'1 an et à moins de 2 ans	À plus de 2 ans
			Dont échues	
<b>Autres actifs non courants</b>	<b>322 634</b>	-	-	<b>322 634</b>
Prêts et créances - non courants <sup>(1)</sup>	309 449	-	-	309 449
Prêts accordés aux salariés - non courants	13 157	-	-	13 157
Dépôts et cautionnements versés	27	-	-	27
<b>Clients et comptes rattachés</b>	<b>138 700</b>	<b>138 700</b>	<b>28 244</b>	-
Clients	138 700	138 700	28 244	-
<b>Autres créances</b>	<b>123 088</b>	<b>123 087</b>	-	-
Fournisseurs débiteurs	15 526	15 526	-	-
Personnel et organismes sociaux	788	788	-	-
Impôts sur les Sociétés - créances	27 536	27 536	-	-
Créances sur États (taxes diverses)	36 548	36 548	-	-
Associés et partenaires	4 174	4 174	-	-
Sous-enlèvements	32 051	32 051	-	-
Autres débiteurs	6 465	6 465	-	-
<b>Total</b>	<b>584 422</b>	<b>261 788</b>	<b>28 244</b>	<b>-</b>

<sup>(1)</sup> Fonds de restitution des sites.

DETTES Au 31 décembre 2023 (en k\$)	Analyse par échéance			
	Montants bruts	À 1 an au plus	À plus d'1 an et à moins de 2 ans	À plus de 2 ans
			Dont échues	
<b>Fournisseurs et comptes rattachés</b>	<b>87 988</b>	<b>87 988</b>	<b>87 877</b>	-
Fournisseurs et comptes rattachés	87 988	87 988	87 877	-
<b>Autres débiteurs et dettes diverses</b>	<b>87 186</b>	<b>87 185</b>	-	-
Dettes sociales	11 343	11 343	-	-
Dettes sur États (taxes diverses)	49 610	49 610	-	-
Associés et partenaires	211	211	-	-
Sur-enlèvements	13 959	13 959	-	-
Autres créditeurs	12 062	12 062	-	-
<b>Total</b>	<b>175 174</b>	<b>175 174</b>	<b>87 877</b>	<b>-</b>

## NOTE 9.

## Disponibilités et endettement

La trésorerie et les équivalents de trésorerie sont des actifs immédiatement disponibles ou des placements à court terme, très liquides, qui sont facilement convertibles en un montant de trésorerie connu et qui sont soumis à un risque négligeable de changement de valeur.

Les disponibilités en devises sont converties sur la base des cours de change à la clôture de l'exercice. Le gain ou la perte de change

est inscrit dans les charges et produits financiers de l'exercice clos. La Société dispose de lignes de découvert en francs CFA avec des banques locales.

Les actifs et passifs financiers de la Société sont valorisés au coût amorti.

Le détail de la dette financière courante et non courante est présenté ci-dessous :

Exercice (en k\$)	2025	2024	2023
Emprunts financiers non courants	-	-	-
Autre dette financière non courante IFRS 16	(29 945)	(41 923)	(29 217)
<b>Montant net dette financière non courante</b>	<b>(29 945)</b>	<b>(41 923)</b>	<b>(29 217)</b>
Autre dette financière courante IFRS 16	(14 990)	(21 421)	(16 683)
Banques et organismes financiers créditeurs	(10 869)	(1 152)	(1 991)
Banques et caisses	580 433	815 937	677 145
<b>Montant net dette financière courante</b>	<b>554 574</b>	<b>793 364</b>	<b>658 470</b>

Par ailleurs, TotalEnergies EP Gabon n'a pas recours à des instruments financiers.

## NOTE 10.

## Capitaux propres

Le capital social de TotalEnergies EP Gabon s'élève à 76 500 000 dollars. Il est composé de 4 500 000 actions de 17 dollars chacune. Il est détenu à hauteur de 58,28 % par TotalEnergies SE, de 25 % par la République gabonaise et de 16,72 % par les autres actionnaires. Le nombre d'action et la structure de l'actionariat était identique au

31 décembre 2024 et au 31 décembre 2023.

La Société est incluse dans le périmètre de consolidation comptable de la société française TotalEnergies SE, selon la méthode d'intégration globale.

## NOTE 11.

## Charges et avantages au personnel

## Engagements envers le personnel

Selon la législation en vigueur et les dispositions des accords collectifs d'entreprise du 21 octobre 1994, la Société verse à ses salariés en cas de départ une indemnité de services rendus assimilable à un régime à prestations définies qui fait l'objet d'une provision. Cette indemnité est versée en un seul versement.

La variation de la valeur actuarielle des droits accumulés s'analyse comme suit :

Au 31 décembre (en k\$)	2025	2024	2023
<b>Valeur actuarielle des droits accumulés au début de la période</b>	<b>4 508</b>	<b>4 127</b>	<b>4 740</b>
Coût des services rendus de la période	412	420	402
Coût financier	-	-	-
Prestations payées	837	39	23
(Gains) / Pertes actuariels	115	(78)	(1 038)
Écarts de conversion et autres	1 349	-	-
<b>Valeur actuarielle des droits accumulés à la fin de la période</b>	<b>7 221</b>	<b>4 508</b>	<b>4 127</b>

Les montants inscrits au compte de résultat sont présentés ci-dessous :

Exercice (en k\$)	2025	2024	2023
Coût des services rendus de la période	412	420	402
Liquidations	837	39	23
Charge d'intérêt nette	-	-	-
<b>Composantes du coût des prestations définies comptabilisées en résultat</b>	<b>1 249</b>	<b>459</b>	<b>425</b>

## Flux de trésorerie prévisionnels

La durée moyenne des droits accumulés est de l'ordre de 10 ans. Les prestations futures estimées se décomposent comme suit :

Estimation des paiements futurs (en k\$)	
<b>2026</b>	<b>213</b>

## Principales hypothèses actuarielles et analyses de sensibilité

Hypothèses utilisées pour déterminer les engagements (au 31 décembre)	2025	2024	2023
Taux d'actualisation	3,75 %	3,90 %	3,95 %
Taux d'inflation	0,00 %	2,40 %	2,70 %

### Paiements en actions

TotalEnergies EP Gabon bénéficie du plan d'attribution d'actions de performance de la Compagnie TotalEnergies SE. À ce titre, certains salariés de TotalEnergies EP Gabon se voient attribuer des actions gratuites de TotalEnergies SE. En application de la norme IFRS 2 « Paiement fondé sur des actions », ces avantages sont comptabilisés en charges au compte de résultat de la Société en contrepartie des capitaux propres.

Les actions préalablement rachetées par TotalEnergies SE sur le marché, sont définitivement attribuées à leurs bénéficiaires, à l'issue d'une période d'acquisition de trois ans à compter de la date d'attribution. Cette attribution définitive est assortie d'une condition de présence ainsi que de cinq conditions de performance pour le Plan 2025. Au titre de l'exercice 2025, le montant comptabilisé par TotalEnergies EP Gabon était de 967 k\$ (contre 570 k\$ en 2024 et 484 k\$ en 2023)

### Plan 2025

Le Conseil d'administration de TotalEnergies SE a attribué, en date effective du 19 mai 2025, des actions de performance à certains salariés et mandataires sociaux de TotalEnergies SE, sous réserve que la condition de présence trois ans et les cinq conditions de performance applicables soient satisfaites.

Les conditions de performance s'appliquent différemment selon la qualité des bénéficiaires. Toutes les actions attribuées aux bénéficiaires dirigeants sont soumises aux conditions de performance. En revanche, pour les bénéficiaires non-dirigeants, l'attribution des 150 premières actions n'est pas soumise aux conditions de performance, qui s'appliquent cependant sur les actions au-delà de ce seuil.

### Effectifs et charges de personnel

Exercice	2025	2024	2023
Effectifs au 31 décembre	192	203	210
Salaires et traitements (y compris charges sociales) (en k\$)	27 260	24 803	25 717

### NOTE 12.

## Passifs non courants

Au 31 décembre (en k\$)	2025	2024	2023
Provisions pour restitution de sites	296 907	315 422	329 098
Provisions pour risques et charges (exploitation)	12 397	16 364	12 674
<b>Total</b>	<b>309 304</b>	<b>331 785</b>	<b>341 772</b>

### Provisions pour restitution des sites

Les dépenses futures de restitution des sites sont provisionnées sur la base d'une estimation raisonnable, au cours de l'exercice durant lequel apparaît l'obligation. En contrepartie de cette provision, les coûts de restitution des sites sont capitalisés et intégrés à la valeur de l'actif sous-jacent et amortis sur la durée d'utilité de cet actif.

Les conditions de performance applicables sont les suivantes :

- pour 25 % des actions, le classement de la Société par rapport à ses pairs (ExxonMobil, Shell, BP et Chevron) pendant les trois années d'acquisition (2025, 2026 et 2027), selon le critère du *Total Shareholder Return* (TSR) de l'année considérée, le dividende étant considéré réinvesti ;
- pour 25 % des actions, le classement de la Société par rapport à ses pairs (ExxonMobil, Shell, BP et Chevron) sur la base de la variation annuelle du *cash-flow* net par action exprimé en dollar pendant les trois années d'acquisition (2025, 2026 et 2027) ;
- pour 20 % des actions, le niveau atteint par le point mort cash organique avant dividende au regard de l'objectif fixé pour les trois années d'acquisition (2025, 2026 et 2027). Le point mort cash organique avant dividende est défini comme le prix du Brent pour lequel la marge brute d'autofinancement (MBA) couvre les investissements organiques. Il permet de mesurer la capacité de TotalEnergies SE à résister à des variations de prix du baril de Brent ;
- pour 15 % des actions, le critère de l'évolution des émissions de méthane sur les installations opérées en fonction de la réalisation de l'objectif de réduction des émissions de méthane fixé pour 2027 ;
- pour 15 % des actions, le critère de l'intensité carbone cycle de vie des produits énergétiques vendus aux clients de TotalEnergies SE en fonction de la réalisation de l'objectif de réduction de cette intensité fixé pour 2027.

L'impact du passage du temps sur la provision pour restitution des sites est pris en compte par l'actualisation de la provision. L'effet de l'actualisation de ces provisions est comptabilisé dans la rubrique « Autres charges financières ».

Le taux d'actualisation retenu dans le cadre de l'évaluation des provisions pour restitutions des sites s'élève à 5 % en 2025, comme 2024 et 2023 (les dépenses étant estimées en monnaie courante avec un taux d'inflation de 2 % en 2025, 2024 et 2023).

Une diminution de 0,5 % du taux d'actualisation conduirait à une augmentation des provisions pour restitution des sites de 28 M\$, avec une contrepartie en immobilisations corporelles ainsi qu'un impact positif de 1 M\$ sur le résultat net. A l'inverse, une augmentation de 0,5 % aurait un impact quasi-symétrique à l'effet de la diminution de 0,5 %, c'est-à-dire une diminution des provisions pour restitution des sites de 25 M\$ ainsi qu'un impact négatif de 1 M\$ sur le résultat net.

### Les variations des provisions pour restitution des sites s'analysent comme suit :

Exercice (en k\$)	au 1 <sup>er</sup> janvier	Effets de l'actualisation	Révisions des estimations	Reprises de provision	Autres	au 31 décembre
<b>2025</b>	<b>315 422</b>	<b>14 692</b>	<b>13 533</b>	<b>(51 715)</b>	<b>4 975</b>	<b>296 907</b>
2024	329 097	14 804	7 838	(24 792)	(11 526)	315 422
2023	380 025	13 905	(55 687)	(9 765)	619	329 097

En 2025, la variation indiquée dans la colonne « Autres » correspond à la provision pour remise en états des sites IFRS 5.

### Provisions pour restitution des sites

Une provision est comptabilisée lorsqu'il existe, pour la Société, une obligation actuelle, juridique ou implicite, résultant d'un événement passé et qu'il est probable qu'elle provoquera une sortie de

ressources sans contrepartie au moins équivalente qui peut être estimée de manière fiable. Le montant provisionné correspond à la meilleure estimation possible de l'obligation valorisée à la date d'arrêté des comptes.

Les provisions pour risques et charges comprennent les engagements dont l'échéance ou le montant sont incertains, découlant de risques réglementaires et de litiges.

### NOTE 13.

## Éléments relatifs au tableau de flux de trésorerie

### Détail de la variation du besoin en fonds de roulement

Exercice (en k\$)	2025	2024	2023
Stocks	(3 081)	8 614	1 310
Créances clients et comptes rattachés	15 757	(59 553)	19 679
Autres créances	(8 959)	37 120	4 588
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	7 164	(23 965)	7 375
Autres débiteurs et dettes diverses	251 356	(13 693)	(5 845)
<b>Montant net</b>	<b>262 237</b>	<b>(51 477)</b>	<b>27 107</b>

### Détail des intérêts, impôts et dividendes

Le tableau suivant communique des informations complémentaires sur des montants encaissés et décaissés du flux de trésorerie d'exploitation et de financement :

Exercice (en k\$)	2025	2024	2023
Intérêts payés	(524)	147	(198)
Intérêts perçus <sup>(1)</sup>	34 179	52 548	47 449
Impôts sur les bénéfices décaissés	-	-	-
Dividendes payés	(420 000)	(100 000)	(100 000)

## NOTE 14.

## Parties liées

Les principales transactions réalisées avec les parties liées (principalement TotalEnergies Oil Trading SA) ainsi que les créances et les dettes vis-à-vis de ces dernières sont les suivantes :

## Bilan

Au 31 décembre (en k\$)	2025	2024	2023
Créances	-	-	-
<b>Clients et comptes rattachés</b>	<b>76 926</b>	<b>61 310</b>	<b>105 889</b>
Dettes	-	-	-
<b>Fournisseurs et dettes diverses</b>	<b>15 109</b>	<b>8 059</b>	<b>6 291</b>

## Compte de résultat

Exercice (en k\$)	2025	2024	2023
Ventes	352 199	410 437	411 933
Autres produits	3 222	592	649
Autres charges	25 744	39 983	41 875

Hors fiscalité, la Société ne présente pas de transaction avec la République gabonaise.

## NOTE 15.

## Rémunérations des organes d'administration et de direction

Le montant global des rémunérations directes et indirectes de toute nature, pour l'ensemble des principaux dirigeants de la Société présents au 31 décembre et pour les membres salariés du Conseil d'administration est détaillé dans le tableau ci-dessous.

Les principaux dirigeants de la Société incluent les membres du Comité directeur. En 2025, la division Hygiène Sécurité Environnement est devenue une direction.

Exercice	2025	2024	2023
Nombre de personnes	7	6	6
Rémunérations directes et indirectes (en k\$)	1 284	1 278	929
Charges de retraite (en k\$)	31	28	28

Par ailleurs, le montant global des indemnités de fonction allouées à l'ensemble des membres du Conseil d'administration de la Société s'est élevé, en 2025, à un total de 180 millions de francs CFA.

## NOTE 16.

## Engagements hors bilan et passifs éventuels

## A. Obligations contractuelles

## Dettes

Les dettes non courantes sont incluses dans la rubrique « Dettes financières non courantes » du bilan. Les caractéristiques des dettes financières non courantes sont présentées en note 9 « Disponibilités et endettement ».

## Obligations de restitution des sites

Ces montants représentent la valeur actualisée des obligations de restitution des sites. Les informations relatives aux obligations de restitution des sites figurent en note 12 « Passifs non courants ».

## Engagements d'achats et obligations d'investissement

Les obligations d'achats sont des obligations d'acheter des biens ou des services, y compris des achats d'immobilisations, régies contractuellement. Ces obligations sont de nature exécutoire et juridique pour la Société. Toutes les composantes importantes, notamment le montant et l'échéancier des paiements, sont spécifiées par contrat.

## Contrats de location

Un contrat de location est un contrat qui confère le droit d'utiliser un actif identifié pour une période donnée moyennant le paiement d'une contrepartie. À la date d'effet, le preneur doit comptabiliser à l'actif un droit d'utilisation, et au passif une dette. Le coût de l'actif comptabilisé

au titre du droit d'utilisation comprend la valeur actualisée du montant des loyers non encore versés à laquelle s'ajoutent le cas échéant les coûts directs encourus pour la conclusion du contrat. La dette correspondante est comptabilisée au passif du bilan dans les dettes financières. Les droits d'usage sont amortis selon les durées d'utilité appliquées par la Société. Les contrats de location qui sont de courte durée ou qui portent sur des actifs de faible valeur ne sont comptabilisés ni dans les droits d'usage ni dans la dette, conformément aux exemptions de la norme IFRS 16. Ils sont présentés en engagements hors bilan.

## Autres engagements donnés

## Cautions en douane données

Elles représentent les garanties émises par la Société au profit des administrations douanières pour garantir le paiement des taxes et accises liées aux importations de matériels.

## B. Engagements reçus

## Autres engagements reçus

Ces montants représentent les garanties bancaires reçues des fournisseurs en lien avec la réalisation de leur contrat.

Au 31 décembre 2025 (en k\$)	Échéances et périodes des paiements			
	Total	À moins d'1 an	De 1 an à 5 ans	Plus de 5 ans
Dettes non courantes	-	-	-	-
Part à moins d'un an des dettes non courantes	-	-	-	-
Obligations de restitution des sites	296 907	-	-	296 907
<b>Obligations contractuelles au bilan</b>	<b>296 907</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>296 907</b>
Contrats de location simple	44 042	14 990	22 626	6 426
Engagements d'achats et obligations d'investissements	61 487	50 495	10 991	-
<b>Obligations contractuelles hors bilan</b>	<b>105 529</b>	<b>65 486</b>	<b>33 618</b>	<b>6 426</b>
<b>Total obligations contractuelles</b>	<b>402 436</b>	<b>65 486</b>	<b>33 618</b>	<b>303 333</b>
Cautions vis-à-vis du personnel	-	-	-	-
Cautions en douane données	2 121	2 121	-	-
<b>Total des autres engagements donnés</b>	<b>2 121</b>	<b>2 121</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
Autres engagements reçus	204	-	204	-
<b>Total des engagements reçus</b>	<b>204</b>	<b>-</b>	<b>204</b>	<b>-</b>

Au 31 décembre 2024 (en k\$)	Échéances et périodes des paiements			
	Total	À moins d'1 an	De 1 an à 5 ans	Plus de 5 ans
Dettes non courantes	-	-	-	-
Part à moins d'un an des dettes non courantes	-	-	-	-
Obligations de restitution des sites	315 422	-	-	315 422
<b>Obligations contractuelles au bilan</b>	<b>315 422</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>315 422</b>
Contrats de location simple	62 721	21 421	22 048	19 252
Engagements d'achats et obligations d'investissements	70 827	47 333	22 300	1 194
<b>Obligations contractuelles hors bilan</b>	<b>133 548</b>	<b>68 754</b>	<b>44 348</b>	<b>20 446</b>
<b>Total des obligations contractuelles</b>	<b>448 970</b>	<b>68 754</b>	<b>44 348</b>	<b>335 868</b>
Cautions vis-à-vis du personnel	-	-	-	-
Cautions en douane données	2 121	2 121	-	-
<b>Total des autres engagements donnés</b>	<b>2 121</b>	<b>2 121</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
Autres engagements reçus	204	-	204	-
<b>Total des engagements reçus</b>	<b>204</b>	<b>-</b>	<b>204</b>	<b>-</b>

Au 31 décembre 2023 (en k\$)	Échéances et périodes des paiements			
	Total	À moins d'1 an	De 1 an à 5 ans	Plus de 5 ans
Dettes non courantes	-	-	-	-
Part à moins d'un an des dettes non courantes	-	-	-	-
Obligations de restitution des sites	329 098	-	-	329 098
<b>Obligations contractuelles au bilan</b>	<b>329 098</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>329 098</b>
Contrats de location simple	45 216	16 306	20 200	8 710
Engagements d'achats et obligations d'investissements	23 205	7 735	15 470	-
<b>Obligations contractuelles hors bilan</b>	<b>68 421</b>	<b>24 041</b>	<b>35 670</b>	<b>8 710</b>
<b>Total obligations contractuelles</b>	<b>397 519</b>	<b>24 041</b>	<b>35 670</b>	<b>337 808</b>
Cautions vis-à-vis du personnel	-	-	-	-
Cautions en douane données	2 256	-	2 256	-
<b>Total des autres engagements donnés</b>	<b>2 256</b>	<b>-</b>	<b>2 256</b>	<b>-</b>
Autres engagements reçus	206	-	206	-
<b>Total des engagements reçus</b>	<b>206</b>	<b>-</b>	<b>206</b>	<b>-</b>

## NOTE 17.

## Dépréciation d'actifs

La transition énergétique aura un impact probable sur les prix futurs du pétrole et du gaz, et par conséquent sur la valeur recouvrable des immobilisations incorporelles et corporelles de l'industrie du pétrole et du gaz.

Les principes appliqués pour la détermination des valeurs recouvrables sont les suivants :

- les flux de trésorerie ont été établis à partir des hypothèses retenues dans le budget 2026 et le plan stratégique de la Société approuvés par le Comité de direction et présentés au Conseil d'administration. Ces hypothèses, incluant notamment les coûts opérationnels, les estimations de réserves d'hydrocarbures, les volumes produits et commercialisés futurs, représentent la meilleure estimation par le management de la Société de l'ensemble des conditions économiques et techniques pendant la durée de vie résiduelle des actifs ;
- les scénarios de prix du pétrole et du gaz ont été établis en s'appuyant notamment sur des données de demande globale d'énergie issues du *World Energy Outlook* de l'AIE, dont la dernière édition a été publiée en novembre 2025, et sur ses propres évaluations de l'offre et de la demande ; ils prennent notamment en compte des hypothèses d'évolution d'indicateurs fondamentaux du secteur amont (la demande en hydrocarbures sur les différents marchés, les prévisions d'investissement, le déclin des champs en production, l'évolution des réserves d'hydrocarbures et de l'offre par région et par qualité d'hydrocarbures) et en intégrant l'enjeu « climat » ;
- ces scénarios de prix élaborés au sein de la direction financière prennent en compte également les études publiées par des agences internationales, des banques et des consultants indépendants. Ils sont ensuite approuvés par le Comité de direction et présentés au Conseil d'administration ;
- le *World Energy Outlook 2025* de l'AIE présente trois scénarios qui sont des références importantes pour la Société : le CPS (*Current Policies Scenario*), le STEPS (*Stated Policies Scenario*) et le NZE (*Net Zero Emissions by 2050*) à long terme, de même que le scénario APS du *World Energy Outlook 2024* de l'AIE ;
  - le scénario CPS n'intègre que les mesures climatiques déjà implémentées à ce jour dans le monde ;
  - le scénario STEPS englobe un ensemble plus large de mesures, y compris celles qui ont été officiellement annoncées mais pas encore adoptées,
  - le scénario NZE procède d'une logique différente : il s'agit d'un scénario normatif, qui part de l'objectif (émissions nettes nulles dès 2050, sans dépassement du budget CO<sub>2</sub>), et construit les trajectoires énergétiques y conduisant ;
  - pour rappel, le scénario APS 2024 prenait en compte toutes les ambitions climatiques déclarées à ce jour dans le monde, dont les NDCs (*Nationally Determined Contributions*) et les ambitions de neutralité carbone et était compatible avec l'Accord de Paris ;

le scénario NZE de l'AIE se comprend comme étant l'ensemble des actions à réaliser pour que le secteur mondial de l'énergie parvienne à des émissions nettes de CO<sub>2</sub> nulles d'ici à 2050 et pour être compatible avec un scénario + 1,5 °C en 2100. Ce scénario normatif n'a donc pas de caractère prédictif sur la demande de pétrole, et encore moins sur les scénarios de prix qu'il propose, notamment à moyen terme (2030). En effet, ce scénario prévoit que la demande de pétrole atteigne son pic en 2024, et baisse de 33 % entre 2024 et 2035 alors que, selon les dernières projections de l'AIE, la demande de pétrole en 2025 serait plus élevée qu'en 2024 et continuerait de croître jusqu'en 2029. Selon les projections d'autres sociétés énergétiques ou de consultants externes, la demande resterait plutôt stable jusqu'en 2035 (plateau vers 2027-2033 d'après WoodMac) ;

au-delà de 2030, la trajectoire de prix du pétrole retenue par la Compagnie converge à long terme vers le prix retenu en 2050 par le scénario NZE de l'AIE, soit 25,7 \$<sub>2025</sub>/b ; les prix retenus pour le gaz, énergie de transition (*transition fuel*), se stabilisent jusqu'en 2040 à des niveaux plus faibles que les niveaux de prix actuels avant de converger vers les prix du scénario NZE de l'AIE en 2050.

La trajectoire de prix du pétrole retenue par la Société repose sur les hypothèses suivantes :

- la demande de pétrole a connu une croissance soutenue post-crise Covid accompagnant la reprise économique mondiale qui a généré de fortes tensions sur les prix de l'énergie à partir de mi-2021, lesquelles se sont exacerbées en 2022 avec la guerre en Ukraine. En 2023, la demande mondiale de pétrole a dépassé celle de 2019 pré-crise Covid. Cette hausse a été stimulée par la levée des mesures de confinement en Chine permettant la reprise de l'activité industrielle, notamment dans le secteur pétrochimique, ainsi que l'augmentation des voyages aériens. En 2025, la demande a continué à croître, mais à un rythme légèrement inférieur, sous l'effet de l'incertitude macroéconomique et du ralentissement du secteur pétrochimique. À horizon 2030, la consommation de pétrole devrait continuer à croître, soutenue par l'augmentation de la population et du niveau de vie, notamment dans les pays émergents. Toutefois, cette croissance devrait ralentir progressivement, sous l'effet d'une croissance économique mondiale modérée et de l'accélération du déploiement dans certaines régions des technologies bas carbone de substitution. Certaines prévisions récentes anticipent un pic de la demande de pétrole avant 2030 en Chine, tandis que la demande de certains produits pétroliers, tels que l'essence et le diesel, y auraient déjà atteint leur pic. Cependant, la croissance de la demande de pétrole dans d'autres pays asiatiques, particulièrement l'Inde, prend pour partie le relais ;
- du côté de l'offre, après une décennie marquée par la croissance de la production US (90 % de l'accroissement de production mondiale), la décision prise par le groupe de producteurs OPEP+ de commencer à lever une partie des restrictions sur la production

pétrolière en mai 2025 redéfinit les trajectoires de l'offre pétrolière. L'augmentation prévue de la production de l'OPEP+ et l'impact de la hausse des droits de douane sur le commerce ont eu des impacts baissiers sur les prix du pétrole.

Le prix du Brent évolue entre 60 \$<sub>2025</sub>/b et 70 \$<sub>2025</sub>/b. En 2026, la demande devrait encore progresser et les capacités de production permettront de l'approvisionner, même si les tendances baissières sur les prix pourraient commencer en 2026 à peser sur le niveau de production pétrolière aux États-Unis. Dans ce contexte, le scénario retenu anticipe un retour à un niveau de prix de l'ordre de 70 \$<sub>2025</sub>/b ;

- au-delà de 2030, compte tenu des évolutions technologiques, notamment dans le domaine des transports, la croissance de la demande de pétrole serait faible, avant d'atteindre un plateau, et le scénario de prix utilisé décroît linéairement pour atteindre 50 \$<sub>2025</sub>/b en 2040, puis 25,7 \$<sub>2025</sub>/b en 2050, en ligne avec le scénario NZE.

La moyenne des prix du Brent sur la période 2026-2050 s'établit ainsi à 51,8 \$<sub>2025</sub>/b.

Pour la détermination des coûts opérationnels futurs, il a été pris en compte les technologies actuelles, la fluctuation du prix des services pétroliers en fonction de l'évolution des marchés et les programmes internes de maîtrise des coûts effectivement mis en œuvre. La détermination des valeurs recouvrables intègre par ailleurs sur l'ensemble des actifs identifiés l'impact de leurs émissions de CO<sub>2</sub>. Les émissions futures Scope 1+2 des actifs concernés sur la durée de vie des actifs y sont valorisées à 100 \$/t ou le prix en vigueur dans un pays donné, s'il est supérieur, en intégrant les systèmes existants de quotas gratuits en Europe. Au-delà de 2031, le prix du CO<sub>2</sub> est inflaté de 2 %/an. Les flux de trésorerie futurs sont établis sur une période cohérente avec la durée de vie des actifs compris dans l'UGT. Ils sont établis après impôt et intègrent les risques spécifiques aux actifs. Ils sont actualisés à un taux de 7 % après impôt, ce taux correspondant au coût moyen pondéré du capital de TotalEnergies estimé à partir de données historiques de marché. Ce taux s'élevait à 7 % en 2024 et

#### NOTE 18.

## Risques

### Exposition aux fluctuations des marchés

Les résultats de TotalEnergies EP Gabon sont sensibles aux différents facteurs parmi lesquels les plus significatifs sont les prix du pétrole, généralement exprimés en dollars, et les taux de change, notamment celui du dollar par rapport à l'euro et au franc CFA. D'une manière générale, une hausse des prix du pétrole a un effet positif sur les résultats de TotalEnergies EP Gabon du fait de la meilleure valorisation de la production pétrolière. Inversement, une baisse des prix du pétrole se traduit par une dégradation des résultats. Pour l'exercice 2026, TotalEnergies EP Gabon estime qu'une appréciation du cours du pétrole Brent de 1 dollar par baril entraînerait une amélioration du résultat net de l'année d'environ 2 M\$ et inversement. Une appréciation du dollar par rapport à l'euro de 0,10 dollar par euro engendrerait une amélioration du résultat net de l'année d'environ 3 M\$ et inversement.

8 % en 2023. La valeur d'utilité fondée sur les flux de trésorerie après impôt définis ci-dessus actualisés à un taux de 7 % après impôt n'est pas significativement différente de la valeur d'utilité fondée sur les flux de trésorerie avant impôt actualisés à un taux avant impôt, ce dernier étant déterminé par un calcul itératif fondé sur la valeur d'utilité après impôt. Les taux d'actualisation avant impôt ainsi déterminés se situent généralement entre 7 % et 14 %.

Les dépréciations d'actifs font l'objet de tests de sensibilité et sont testés sur les sensibilités suivantes :

- baisses de - 10 % et - 20 % du prix des hydrocarbures, sur l'ensemble du scénario de prix ;
- prise en compte d'un coût du CO<sub>2</sub> retenu pour les émissions futures de scope 1 et 2 de 200 \$/t, inflaté de 2 %/an au-delà de 2031 sur l'ensemble des actifs ;
- augmentation ou diminution de 1 point du taux d'actualisation des flux futurs ;

En 2025, il n'y a pas eu de dépréciation pour TotalEnergies EP Gabon.

En ce qui concerne les sensibilités :

- une baisse de 1 point du taux d'actualisation n'aurait pas d'impact sur le résultat net de la Société ;
- une augmentation de 1 point du taux d'actualisation aurait un impact nul sur le résultat net de TotalEnergies EP Gabon ;
- une variation à la baisse de 10 % du prix des hydrocarbures sur toute la durée du plan (donc un prix moyen du pétrole de l'ordre de 47 \$<sub>2025</sub>/b) aurait un impact négatif de l'ordre de 23 M\$ sur le résultat net de la Société ;
- une variation à la baisse de 20 % du prix des hydrocarbures sur toute la durée du plan (donc un prix moyen du pétrole de l'ordre de 41 \$<sub>2025</sub>/b) aurait un impact négatif de l'ordre de 61 M\$ sur le résultat net de TotalEnergies EP Gabon ;
- la prise en compte d'un coût du CO<sub>2</sub> de 200 \$/t, inflaté de 2 %/an à partir de 2031 sur l'ensemble des actifs aurait un impact négatif de 8 M\$ sur le résultat net de TotalEnergies EP Gabon.

### Gestion du risque de contrepartie

Toute contrepartie bancaire avec laquelle TotalEnergies EP Gabon souhaite travailler pour des opérations de marché doit avoir été préalablement autorisée après appréciation de sa solidité financière, ainsi que de sa notation par les agences Standard & Poor's et Moody's, laquelle doit être de première qualité

### Risque de crédit

Le risque de crédit est le risque de défaut d'une contrepartie face à ses engagements contractuels ou à l'encaissement des créances. La Société est exposée au risque de crédit dans le cadre de ses activités opérationnelles. L'exposition maximum au risque de crédit est représentée en partie par les montants d'actifs financiers qui sont présentés dans le bilan.

L'exposition maximale à l'actif du bilan est détaillée dans le tableau suivant :

Au 31 décembre (en k\$)	2025	2024	2023
Prêts et avances	267 420	309 535	322 634
Clients et comptes rattachés	94 870	79 112	138 666
Autres créances d'exploitation	151 177	160 136	122 946
Trésorerie et équivalents de trésorerie	580 433	815 937	677 145
<b>Total</b>	<b>1 093 900</b>	<b>1 364 720</b>	<b>1 261 391</b>

Au titre des exercices 2025, 2024 et 2023 aucune dépréciation sur les clients et comptes rattachés, sur les autres créances d'exploitation et sur les prêts et avances n'a été comptabilisée.

#### NOTE 19.

## Commissaires aux comptes

### Titulaires

#### ERNST & YOUNG GABON

Immeuble Premium  
Avenue du Colonel Parant  
BP 2278 - Libreville, Gabon  
*Date de première nomination : 5 juin 2009.*

#### M. Yves FUMANAL

BP 9451 - Libreville, Gabon  
*Date de première nomination : 22 mai 2018.*

Honoraires perçus <sup>(1)</sup> (en euros)	2025	2024	2023
Commissariat aux comptes, certification, examen des comptes sociaux	62 700	61 500	58 600
Autres prestations	187 600	184 000	175 400
<b>Total</b>	<b>250 300</b>	<b>245 500</b>	<b>234 000</b>

<sup>(1)</sup> Y compris membres de leur réseau.

Honoraires perçus <sup>(1)</sup> (en euros)	2025	2024	2023
Commissariat aux comptes, certification, examen des comptes sociaux	21 588	21 588	21 588
Autres prestations			
<b>Total</b>	<b>21 588</b>	<b>21 588</b>	<b>21 588</b>

<sup>(1)</sup> Y compris membres de leur réseau.

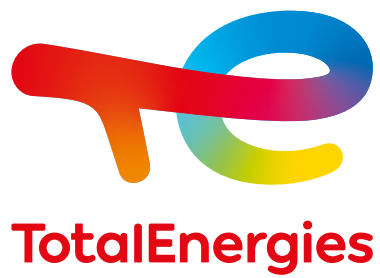
### Suppléants

#### Mme Christelle Tatiana ONANGA BOUYOU

BP 2278 - Libreville  
*Date de première nomination : 22 mai 2018.*

#### CABINET D'EXPERTISE COMPTABLE ET D'AUDIT (CECA)

BP 9451 - Libreville  
*Date de première nomination : 22 mai 2018.*



**TotalEnergies EP Gabon**

Société Anonyme avec Conseil  
d'administration au Capital de 76 500 000  
dollars américains réparti en 4 500 000  
actions de 17 dollars américains  
Siège Social : Boulevard Hourcq – BP 525  
Port-Gentil (République gabonaise)  
RCCM Port-Gentil 2000 B 00011.

[ep.totalenergies.ga](http://ep.totalenergies.ga)