

03

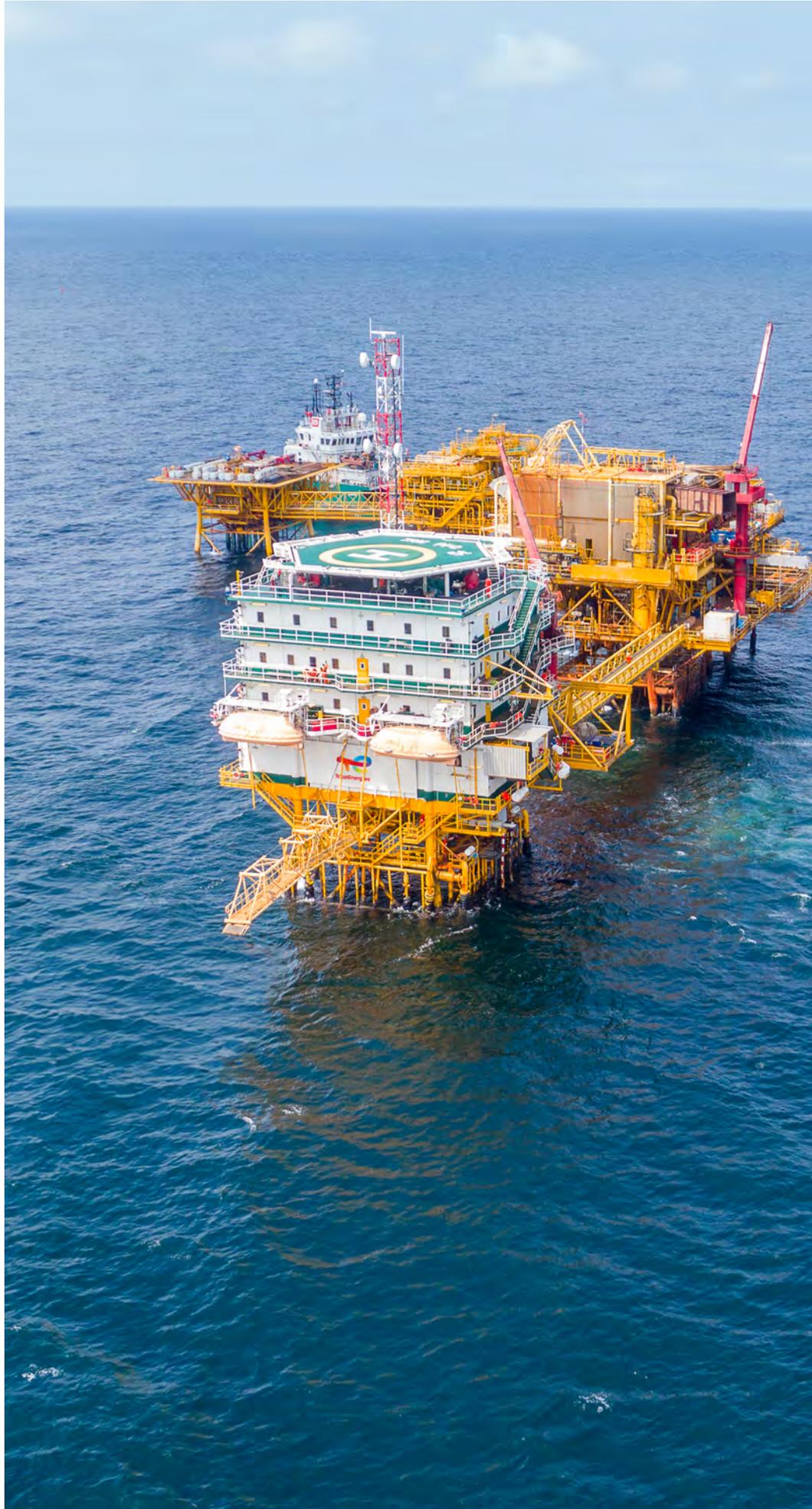


- 18 %

Variation du Brent entre
2023 et 2022

5,4 M

de barils commercialisés
en 2023





États financiers



« Dans un environnement économique incertain, illustré par le repli du prix moyen du Brent, TotalEnergies EP Gabon a su maintenir ses équilibres financiers, permettant ainsi au Conseil d'administration de proposer un service de dividende stable à 100 M\$. »

Charles EVINAH, directeur Financier

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 relatif à l'exercice clos le 31 décembre 2023, 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 du 18 mars 2024 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 2023, le compte de résultat, le tableau des flux de trésorerie, ainsi que les notes annexes. Ces états financiers annuels présentent un total bilan de 2.973 M\$ et un bénéfice net de l'exercice de 26,4 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.

RISQUE IDENTIFIÉ

Comme présenté dans la note 6 de l'annexe aux comptes au 31 décembre 2023, les actifs non courants sont composés des immobilisations incorporelles (43 M\$), des immobilisations corporelles (1 646 M\$) et des sommes placées sur les comptes dédiés en prévision des travaux futurs de restitution des sites (309 M\$).

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 25,5 \$₂₀₂₃ par baril et, pour le gaz, des prix qui se stabilisent d'ici 2027 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 CO₂. Les émissions futures scope 1 et 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. Au-delà de 2029, le prix du CO₂ est inflaté de 2 %/an.

Les dépréciations d'actifs non courants au titre de 2023 se sont élevées à 96 M\$ en résultat opérationnel et 43 M\$ en résultat net.

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 comprise entre 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 2029.

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, y compris en lien avec l'ambition de TotalEnergies d'atteindre la neutralité carbone d'ici à 2050 ensemble avec la Société ;
- Confronter les scénarii 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 scénarii 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) ;
- 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 scénarii des prix des hydrocarbures et du prix du carbone.

Rapport d'audit contractuel des commissaires aux comptes

SUR LES ÉTATS FINANCIERS ANNUELS IFRS

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 2023 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 ;

→ 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 2023 des productions attendues initialement ;

→ Analyser les données contractuelles qui permettent de déterminer les réserves prouvées et prouvées développées d'hydrocarbures jusqu'à la date d'expiration des contrats et, le cas échéant, les raisons conduisant la Société à considérer que le renouvellement de ce droit est raisonnablement certain ;

→ 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 2023.

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 18 mars 2024 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.

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 A du présent rapport du commissaire aux comptes.

Fait à Libreville, le 12 avril 2024

Les commissaires aux comptes

Yves FUMANAL
Expert-comptable
agrée CEMAC EC94

ERNST & YOUNG

Erik WATREMEZ
Expert-comptable
agrée CEMAC EC540

Annexe A 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, ce 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 fournisse une trace suffisante et appropriée des

travaux, travaux et 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 empêche 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 confrontons 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)

Le résultat net de l'exercice 2023 s'est établi à 26 M\$, contre 340 M\$ pour l'exercice 2022. Ce recul significatif s'explique principalement par des éléments exceptionnels : la prise en compte en 2022 d'un produit d'impôt différé lié à l'aménagement de la fiscalité conclu avec la République gabonaise (270 M\$) et une hausse de la charge exceptionnelle de dépréciation d'actifs en 2023 (s'établissant à 43 M\$ après impôts). Le résultat net est également impacté par le recul du prix moyen de vente sur la période.

Chiffre d'affaires

En 2023, le chiffre d'affaires s'élève à 444 M\$, en baisse de 15 % par rapport à 2022 (521 M\$). Cette variation reflète le recul du prix moyen de vente sur la période (- 18 %), partiellement compensé par la hausse des volumes de brut commercialisés par TotalEnergies EP Gabon (+ 6 %).

444 M\$

de chiffre d'affaires

Achats, nets des variations de stocks

Les achats, nets de variations de stocks, comprennent 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. La baisse de 36 % sur un an résulte essentiellement de la baisse de la redevance minière proportionnelle favorisée par l'application en 2023 du nouveau taux de redevance minière proportionnelle et la baisse des prix du brut.

Autres charges d'exploitation

Les charges d'exploitation sont en hausse de 9 % principalement en raison de l'actualisation de la provision pour remise en état des sites, partiellement compensée par la baisse des coûts d'exploitation grâce aux initiatives de réduction des coûts de production mises en œuvre par la Société.

Charges d'exploration

Aucune activité d'exploration en 2023.

Amortissements et dépréciations des immobilisations corporelles et droits miniers

Les amortissements des immobilisations corporelles et droits miniers sont en hausse de 19 % par rapport à 2022 du fait d'une dépréciation plus importante d'actifs en 2023 (96 M\$).

Autres produits

Ce poste est non significatif en 2023.

Autres charges

Ce poste comprend la Provision pour Investissements Diversifiés, la Provision pour Investissements dans les Hydrocarbures (PID-PIH) et les intérêts sur les comptes séquestres

pour la restitution des sites. En 2023, il s'élève à 1 M\$ contre - 5 M\$ en 2022. Cette hausse résulte essentiellement de l'amélioration de la rémunération des comptes séquestres pour la réhabilitation des sites en 2023.

Coût de l'endettement financier

Le coût de l'endettement financier ressort en un produit de 28 M\$ en 2023 contre un produit de 9 M\$ en 2022. Il est principalement constitué des intérêts générés par les excédents de trésorerie et du coût financier des contrats de location (IFRS 16). La hausse de 18 M\$ sur un an s'explique principalement par l'amélioration de la rémunération des positions de trésorerie sur la période.

Autres produits financiers

Ce poste comprend les pertes et profits de change. En 2023, le profit de change recule à - 0,3 M\$ contre 7 M\$ en 2022, en raison de l'appréciation de l'euro par rapport au dollar.

+ 19 %

de hausse des
amortissements des
immobilisations corporelles
et droits miniers par
rapport à 2022



Autres charges financières

Ce poste comprend principalement l'accrétion des provisions pour remise en état des sites. Le montant pour l'exercice 2023 s'établit à - 14 M\$ contre - 13 M\$ en 2022. Il reflète la variation des coûts des travaux futurs, et du taux d'actualisation.

Produit (charge) d'impôt

La Société présente une charge d'impôt de 15 M\$ sur l'exercice 2023 contre un produit d'impôt de 214 M\$ en 2022. La charge d'impôts sur l'exercice 2022 était en effet positivement impactée par la prise en compte d'un produit d'impôt différé exceptionnel de 270 M\$, lié à l'aménagement de la fiscalité conclu avec la République gabonaise. En 2023, la charge d'impôt comprend une charge d'impôts courants de 42 M\$ et un produit d'impôts différés de 27 M\$.

Affectation du résultat

Le Conseil d'administration a décidé de proposer à l'Assemblée générale ordinaire des actionnaires, convoquée le 30 mai 2024, la distribution d'un dividende de 22,22 \$ par action, soit 100 M\$ pour l'ensemble des actionnaires.

Commentaires sur le tableau de flux de trésorerie

Flux de trésorerie d'exploitation

Malgré le recul du prix moyen des volumes de brut vendus par la Société, partiellement compensé par la hausse des volumes de brut vendus, TotalEnergies EP Gabon a généré un flux de trésorerie d'exploitation de 226 M\$, qui a permis de couvrir les investissements de l'exercice et le paiement du dividende versé en juin.

Flux de trésorerie d'investissement

Les investissements pétroliers s'élèvent à 86 M\$ en 2023, en baisse de 15 % par rapport à 2022. Ils comprennent essentiellement le démarrage de la campagne d'intervention sur puits avec deux interventions en 2023, des travaux d'intégrité sur les sites, diverses opérations sur les installations et études dont celles relatives à la réduction des émissions de nos activités.

Les investissements pétroliers de la Société demeurent soumis aux risques habituels de marché (en particulier la sensibilité aux prix du pétrole, aux 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 figure dans le Rapport financier annuel 2023.

Flux de trésorerie de financement

En 2023, la Société a procédé à la mise en paiement d'un dividende de 22,22 \$ par action le 9 juin 2023. Le service du dividende correspondant s'est élevé à 100 M\$ pour l'ensemble de l'exercice.

Les variations des dettes financières courantes inscrites en 2023 correspondent essentiellement à la variation des positions créditrices des comptes bancaires de la Société.

Trésorerie

La variation de trésorerie de TotalEnergies EP Gabon est de - 7 M\$ en 2023, contre -228 M\$ en 2022.

Compte de résultat

(en k\$)

Exercice		2023	2022	2021
Chiffre d'affaires	note 1	443 876	521 359	654 932
Achats, nets de variation de stocks	note 2	(47 241)	(73 784)	(166 460)
Autres charges d'exploitation	note 2	(120 996)	(112 419)	(123 967)
Charges d'exploration	note 2	(10)	20	(51)
Amortissements et dépréciations des immobilisations corporelles et droits miniers	note 2	(248 294)	(209 313)	(181 681)
Autres produits	note 3	(1 256)	1 868	(121 064)
Autres charges	note 3	1 155	(5 268)	(15 330)
Coût de l'endettement financier	note 4	28 144	9 291	(1 955)
Autres produits financiers	note 4	(342)	6 853	5 067
Autres charges financières	note 4	(13 905)	(12 513)	(23 693)
Produit / (Charge) d'impôt	note 5	(14 768)	214 284	7 238
RÉSULTAT NET		26 362	340 378	33 037
Nombre d'actions		4 500 000	4 500 000	4 500 000
RÉSULTAT NET PAR ACTION (en \$) ⁽¹⁾		5,86	75,64	7,34

⁽¹⁾ Le résultat net par action correspond au rapport entre le résultat net et le nombre d'actions circulant 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	2023	2022	2021
Résultat net	26 362	340 378	33 037
Autres éléments du résultat global			
(Pertes) et gains actuariels	-	-	6 509
Effet d'impôts	-	-	(4 979)
RÉSULTAT GLOBAL	26 362	340 378	34 567

Bilan (en k\$)

Au 31 décembre 2023		2023	2022	2021
ACTIF				
Actifs non courants				
Immobilisations incorporelles	note 6	43 439	64 895	7 788
Immobilisations corporelles	note 6	1 645 720	1 803 660	1 974 550
Autres actifs non courants	note 6	319 907	305 814	310 450
Total actifs non courants		2 009 067	2 174 369	2 292 788
Actifs courants				
Stocks	note 7	25 105	23 795	23 748
Clients et comptes rattachés	note 8	138 666	118 987	110 473
Autres créances	note 8	122 946	118 428	102 684
Trésorerie et équivalents de trésorerie	note 9	677 145	683 991	911 627
Actifs destinés à être cédés	note 6	-	-	-
Total actifs courants		963 862	945 200	1 148 532
TOTAL ACTIF		2 972 929	3 119 570	3 441 320
PASSIF				
Capitaux propres				
Capital		76 500	76 500	76 500
Primes et réserves consolidées		1 655 989	1 733 409	1 718 228
Total des capitaux propres	note 10	1 732 489	1 809 410	1 794 728
Passifs non courants				
Impôts différés	note 5	670 885	695 492	965 517
Engagements envers le personnel	note 11	4 717	4 740	7 060
Provisions et autres passifs non courants	note 12	341 772	391 388	434 721
Dettes financières non courantes	note 9	29 217	12 416	10 639
Total des passifs non courants		1 046 591	1 104 036	1 417 937
Passifs courants				
Fournisseurs et comptes rattachés	note 8	87 988	95 363	96 905
Autres créditeurs et dettes diverses	note 8	87 186	81 864	99 069
Dettes financières courantes	note 9	18 675	28 397	32 682
Passifs relatifs aux actifs destinés à être cédés	note 9	-	-	-
Total des passifs courants		193 849	205 624	228 656
TOTAL PASSIF		2 972 929	3 119 570	3 441 320

Tableau de flux de trésorerie (en k\$)

Au 31 décembre 2023	2023	2022	2021
FLUX DE TRÉSORERIE D'EXPLOITATION			
Résultat net	26 362	340 378	33 037
Amortissements et pertes de valeur des immobilisations corporelles et incorporelles	248 294	209 313	181 681
Provisions et impôts différés	(22 120)	(279 794)	(64 319)
(Plus) / Moins-values sur cessions d'actifs	1 256	(1 868)	121 064
Diminution / (Augmentation) du besoin en fonds de roulement	(27 591)	(43 047)	67 927
Flux de trésorerie d'exploitation	226 201	224 981	339 390
FLUX DE TRÉSORERIE D'INVESTISSEMENT			
Investissements corporels et incorporels	(85 390)	(100 911)	(65 111)
Augmentation des prêts non courants	(20 663)	(11 397)	(6 736)
Investissements	(106 053)	(112 308)	(71 847)
Produits de cession d'actifs corporels et incorporels	-	-	210 996
Remboursement de prêts non courants	6 571	11 350	8 701
Désinvestissements	6 571	11 350	219 697
Flux de trésorerie d'investissement	(99 483)	(100 958)	147 850
FLUX DE TRÉSORERIE DE FINANCEMENT			
Dividendes payés	(100 000)	(325 035)	(20 250)
Émission nette d'emprunts non courants	-	-	-
Variation des dettes financières courantes	(33 564)	(26 625)	(5 415)
Flux de trésorerie de financement	(133 564)	(351 659)	(25 665)
Augmentation / (Diminution) de la trésorerie	(6 845)	(227 637)	461 575
Trésorerie en début de période	683 991	911 627	450 052
TRÉSORERIE À FIN DE PÉRIODE	677 145	683 991	911 627

Tableau de variation des capitaux propres (en k\$)

	Capital	Primes & réserves	Total des capitaux propres
CAPITAUX PROPRES AU 01/01/2021	76 500	1 702 149	1 778 649
Résultat de l'exercice	-	33 037	33 037
Autres éléments du résultat global	-		
Résultat global	-	33 037	33 037
Distribution des dividendes	-	(20 250)	(20 250)
Autres éléments	-	3 292	3 292
CAPITAUX PROPRES AU 31/12/2021	76 500	1 718 228	1 794 728
Résultat de l'exercice	-	340 378	340 378
Autres éléments du résultat global	-		
Résultat global	-	340 378	340 378
Distribution des dividendes	-	(325 035)	(325 035)
Autres éléments	-	(661)	(661)
CAPITAUX PROPRES AU 31/12/2022	76 500	1 732 910	1 809 410
Résultat de l'exercice	-	26 362	26 362
Autres éléments du résultat global	-		
Résultat global	-	26 362	26 362
Distribution des dividendes	-	(100 000)	(100 000)
Autres éléments	-	(3 283)	(3 283)
CAPITAUX PROPRES AU 31/12/2023	76 500	1 655 989	1 732 489

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 2023 ont été arrêtés par le Conseil d'administration du 18 mars 2024. Ils sont soumis pour approbation à l'Assemblée générale des actionnaires du 30 mai 2024.

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.

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

Annexe aux états financiers IFRS

Base de préparation des états financiers

Les états financiers de TotalEnergies EP Gabon sont présentés en dollar américain (\$) et sont établis en conformité avec les normes comptables internationales IFRS (*International Financial Reporting Standards*) telles qu'adoptées par l'Union européenne et les normes IFRS telles que publiées par l'IASB (*International Accounting Standard Board*) au 31 décembre 2023.

Les principes comptables appliqués pour les comptes consolidés au 31 décembre 2023 sont identiques à ceux retenus pour les états financiers au 31 décembre 2022. Aucune évolution normative n'a dû être appliquée par anticipation par la Société.

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 2023 requiert de la part de la direction générale 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 de pétrole et de gaz. Les estimations et hypothèses, utilisées par la direction générale, 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. En 2023, la Société a eu recours à une dépréciation de ses actifs du fait que la valeur nette des actifs était supérieure à sa valeur recouvrable ou de marché. Cette situation est présentée dans la note 17 « Dépréciation d'actifs ».

Provisions pour restitution des sites

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

Cette estimation est fondée sur les informations disponibles en matière 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. TotalEnergies 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 transformation qui est en cours dans le 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 CO₂ et d'accompagner ses partenaires et fournisseurs dans leur propre stratégie bas carbone.

Annexe aux états financiers IFRS

TotalEnergies EP Gabon a pour ambition d'atteindre la neutralité carbone d'ici à 2050.

Ainsi :

- TotalEnergies EP Gabon évalue la robustesse de son portefeuille, y compris pour les nouveaux investissements significatifs, sur la base de scénarios pertinents. 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.
- Afin d'évaluer la résilience de son portefeuille, la Société s'appuie sur un scénario de prix du pétrole et du gaz à long terme compatible avec les objectifs de l'Accord de Paris. Comme décrit dans la note 17 « Dépréciation d'actifs », la Société retient pour le calcul de ses dépréciations une trajectoire de prix du pétrole qui converge vers le prix de 50 \$₂₀₂₃/b en 2040, puis vers 25,5 \$₂₀₂₃/b en 2050, en ligne avec le scénario NZE de l'AIE. Les prix retenus pour le gaz, se stabilisent d'ici 2025 et jusqu'en 2040 à des niveaux plus faibles que les niveaux de prix actuels pour converger vers le prix retenu en 2050 par le scénario scénario NZE de l'AIE.

Pour les investissements dans de nouveaux projets pétroliers, TotalEnergies EP Gabon vise en priorité à développer des projets à coût bas (typiquement moins de 20 \$/b pour les coûts opératoires + les coûts d'investissement) ou présentant des points-morts bas (typiquement 30 \$/b y compris fiscalité). Même si la tarification du CO₂ ne s'applique pas actuellement, TotalEnergies EP Gabon intègre un prix minimum du CO₂ de 100 \$/t dans toutes ses décisions d'investissement, avec une hypothèse d'inflation de 2 %/an au-delà de 2028. La stratégie est elle-même déclinée dans le Plan Long Terme de la Société, établi sur

5 ans, mis à jour une fois par an et validé par Conseil d'administration.

Il reflète l'environnement économique, les ambitions de progrès de la Société vers la neutralité carbone (zéro émission nette), les objectifs fixés en la matière à horizon 2030 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 et du gaz 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, et sont présentées dans les notes 17 « Dépréciation d'actifs », 6 « Immobilisations incorporelles et corporelles » et 12 « Passifs non courants ».

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 de l'exercice

Mission de vérification générale de la comptabilité par l'Administration fiscale

TotalEnergies EP Gabon accueille, depuis le 20 novembre 2023, les Inspecteurs-Vérificateurs de l'Administration fiscale du ministère de l'Économie et des Participations de la République gabonaise, pour une mission de vérification générale de la comptabilité des exercices 2019 à 2023.

Règles et méthodes comptables

a) Méthode de conversion

La monnaie de présentation des états financiers de la Société 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.

b) 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 2023 qui seraient applicables à la Société.

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 sur 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 créditeurs 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\$)	2023		2022		2021	
	Volume	Valeur	Volume	Valeur	Volume	Valeur
Ventes de brut (Mb) ⁽¹⁾	5,4	417 359	5,1	476 902	8,9	605 906
Ventes de gaz (Mm ³)	19,1	133	15,2	101	12,68	1 687
Travaux, services vendus		107		951		47 339
CHIFFRE D'AFFAIRES		417 599		477 954		654 932

⁽¹⁾ 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\$)	2023	2022	2021
Asie / Europe	411 933	427 276	476 293
Domestique	5 666	94 083	178 639
TOTAL	417 599	521 359	654 932

NOTE 2.**Charges d'exploitation et amortissements****2.1 Charges d'exploitation**

Exercice (en k\$)	2023	2022	2021
Achats, nets de variation de stocks ⁽¹⁾⁽²⁾	(47 241)	(73 784)	(166 460)
Autres charges d'exploitation ⁽³⁾	(120 996)	(112 419)	(123 967)
dont (dotations) reprises de provisions	8 477	22 708	(38 622)
Charges d'exploration	(10)	20	(51)
CHARGES D'EXPLOITATION	(168 248)	(186 183)	(290 478)

⁽¹⁾ Inclut les redevances (taxes à la production).

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

⁽³⁾ Constituées principalement des frais de production et de fonctionnement.

Charges d'exploration

La Société applique la norme IFRS 6 « Prospection et évaluation de ressources minérales » : 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.

2.2 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\$)	2023	2022	2021
Dotations nettes d'amortissements et dépréciations des immobilisations corporelles	(241 337)	(206 709)	(180 793)
Dotations nettes d'amortissements et dépréciations des droits miniers	(6 957)	(2 604)	(888)
TOTAL	(248 294)	(209 313)	(181 681)

NOTE 3.

Autres produits et autres charges

Exercice (en k\$)	2023	2022	2021
Plus/Moins-values sur cessions d'actifs	(1 256)	1 868	(121 064)
AUTRES PRODUITS	(1 256)	1 868	(121 064)
Autres	1 155	(5 268)	(15 330)
AUTRES CHARGES	1 155	(5 268)	(15 330)

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\$)	2023	2022	2021
Produits financiers	31 942	11 046	-
Coût financier IFRS16	(3 600)	(1 311)	(1 275)
Autre coût de l'endettement financier	(198)	(444)	(679)
TOTAL COÛT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER	28 144	9 291	(1 954)

Les produits financiers sont essentiellement composés des intérêts reçus sur les dépôts en compte courant (4,8 % en 2023, 2 % en 2022 et 0 % l'année précédente).

4.2 Autres produits financiers et autres charges financières

Exercice (en k\$)	2023	2022	2021
(Perte)/Profit de change	(342)	6 853	5 067
AUTRES PRODUITS FINANCIERS	(342)	6 853	5 067
Effet de l'actualisation des provisions pour restitution des sites	(13 905)	(12 513)	(23 693)
AUTRES CHARGES FINANCIÈRES	(13 905)	(12 513)	(23 693)

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. Le taux d'imposition appliqué au résultat généré par ces activités est de 55 % ;
- 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 d'impôt 2023 comprend un montant de 7 M\$ en application de l'IFRIC 23 et correspond à l'évaluation actuelle de divergences de traitement fiscal, pour les exercices 2019 à 2023, en cours de vérification par les Inspecteurs-Vérificateurs de l'Administration fiscale du ministère de l'Économie et des Participations de la République gabonaise.

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

Exercice (en k\$)	2023	2022	2021
Impôts courants	(42 315)	(55 741)	(42 816)
Impôts différés	27 548	270 025	50 054
PRODUIT / (CHARGE) D'IMPÔT	(14 768)	214 284	7 238

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

Au 31 décembre (en k\$)	2023	2022	2021
Déficit et crédit d'impôt reportable	9 900	-	37 485
Pensions, retraites et obligations similaires	2 750	3 300	5 355
Autres provisions non déductibles temporairement	33 550	37 950	58 905
Différentiels d'amortissement	(621 015)	(673 558)	(909 805)
Autres déductions fiscales temporaires	(84 775)	(57 081)	(154 605)
Litige fiscal	(13 131)	(6 103)	(597)
Autres sources relatives aux actifs destinées à être cédés	1 836	-	-
PASSIF NET D'IMPÔT DIFFÉRÉ	(670 885)	(695 492)	(963 262)

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\$)	2023	2022	2021
Résultat net [A]	26 362	340 378	33 037
Impôts sur les Sociétés [B]	(14 768)	214 284	7 238
Résultat avant impôt [C] = [A - B]	41 130	126 094	25 799
Taux d'imposition théorique	55,0 %	55,0 %	76,5 %
Charge d'impôt théorique [D] = - [C] * taux d'imposition th.	(22 621)	(69 352)	(19 736)
Effet fiscal du résultat imposé à un taux différent	(9 204)	225 729	39 566
Déficit et crédit d'impôt reportable	(18 463)	37 485	(37 485)
Différences permanentes	35 521	20 422	24 893
PRODUIT / (CHARGE) D'IMPÔT DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	(14 768)	214 284	7 238

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 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
TOTAL IMMOBILISATIONS INCORPORELLES	148 878	(97 229)	43 439

Au 31 décembre 2022 (en k\$)	Valeur brute	Amortissements et dépréciations	Valeur nette
Droits miniers sur permis prouvés	119 669	(56 539)	63 129
Droits miniers sur permis non prouvés	10 091	(9 591)	500
Autres immobilisations incorporelles	19 119	(17 854)	1 266
TOTAL IMMOBILISATIONS INCORPORELLES	148 878	(83 984)	64 895

Au 31 décembre 2021 (en k\$)	Valeur brute	Amortissements et dépréciations	Valeur nette
Droits miniers sur permis prouvés	59 669	(53 405)	6 264
Droits miniers sur permis non prouvés	10 091	(10 122)	-31
Autres immobilisations incorporelles	19 119	(17 564)	1 555
TOTAL IMMOBILISATIONS INCORPORELLES	88 879	(81 091)	7 788

Les variations des immobilisations incorporelles s'analysent comme suit :

Exercice (en k\$)	Immobilisations incorporelles nettes au 1 ^{er} janvier	Augmentations	Cessions	Dotations nettes d'amortissements et dépréciations	Autres	Immobilisations incorporelles nettes au 31 décembre
2023	64 895	-	-	(13 245)	(8 210)	43 439
2022	7 788	60 000	-	(2 893)	-	64 895
2021	9 261	-	(229)	(888)	(356)	7 788

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 ainsi que la réalisation d'études de développement.

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

Actifs de production d'hydrocarbures

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. 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 attribuable 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 la Société 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 passés 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 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)	1 506 243
Autres immobilisations	199 118	(153 754)	45 364
Immobilisations en cours	104 502	(11 849)	92 653
TOTAL IMMOBILISATIONS CORPORELLES	6 170 870	(4 525 149)	1 645 720

Au 31 décembre 2022 (en k\$)	Valeur brute	Amortissements et dépréciations	Valeur nette
Terrains	23 875	(22 420)	1 454
Installations techniques (y compris transport)	5 874 392	(4 171 423)	1 702 970
Autres immobilisations	189 362	(162 197)	27 163
Immobilisations en cours	78 922	(6 849)	72 073
TOTAL IMMOBILISATIONS CORPORELLES	6 050 352	(4 362 890)	1 803 660

Au 31 décembre 2021 (en k\$)	Valeur brute	Amortissements et dépréciations	Valeur nette
Terrains	23 875	(22 070)	1 805
Installations techniques (y compris transport)	5 997 688	(4 101 653)	1 896 037
Autres immobilisations	124 369	(111 494)	12 874
Immobilisations en cours	67 684	(3 850)	63 834
TOTAL IMMOBILISATIONS CORPORELLES	6 213 615	(4 239 066)	1 974 550

Les variations des immobilisations corporelles s'analysent comme suit :

Exercice (en k\$)	Immobilisations incorporelles nettes au 1 ^{er} janvier	Augmentations	Cessions	Dotations nettes d'amortissements et dépréciations	Autres	Immobilisations incorporelles nettes au 31 décembre
2023	1 803 660	93 630	(14 790)	(219 904)	(16 876)	1 645 720
2022	1 974 550	44 940	(707)	(192 467)	(22 658)	1 803 660
2021	2 350 937	65 111	(8 936)	(180 793)	(251 772)	1 974 550

Au titre de l'exercice 2023, la colonne « Autres » dans le tableau de variation des immobilisations corporelles comprend principalement l'ajustement du coût de la remise en état des sites (- 46 857 k\$) compensé par les coûts de location IFRS 16 (+ 13 581) et les amortissements de l'immobilisation cédée (+ 13 531 k\$).

Au titre de l'exercice 2022, la colonne « Autres » dans le tableau de variation des immobilisations corporelles comprend l'ajustement du coût de la remise en état des sites (- 31 003 k\$) compensé par les coûts de location IFRS 16 (8 091 k\$).
Au titre de l'exercice 2021, la colonne

« Autres » dans le tableau de variation des immobilisations corporelles comprend l'ajustement du coût de la remise en état des sites (- 274 773 k\$) compensé par les coûts de location IFRS 16 (27 312 k\$).

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

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
TOTAL IMMOBILISATIONS CORPORELLES	89 009	(44 864)	44 145

Au 31 décembre 2022 (en k\$)	Valeur brute	Amortissements et dépréciations	Valeur nette
Terrains	-	-	-
Installations techniques (y compris transport)	103 766	(82 897)	20 869
Autres immobilisations	12 432	(5 792)	6 640
TOTAL IMMOBILISATIONS CORPORELLES	116 198	(88 689)	27 509

Au 31 décembre 2021 (en k\$)	Valeur brute	"Amortissements et dépréciations"	Valeur nette
Terrains	-	-	-
Installations techniques (y compris transport)	86 066	(67 540)	18 526
Autres immobilisations	5 649	(4 482)	1 167
TOTAL IMMOBILISATIONS CORPORELLES	91 715	(72 023)	19 693

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\$)	2023	2022	2021
Stocks de matériels consommables	85 797	85 797	89 525
Dépréciation des stocks de matériels	(62 002)	(62 002)	(65 778)
MONTANT NET	23 795	23 795	23 748

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 2023, 2022 et 2021.

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	
		Dont échues			À plus de 2 ans
Autres actifs non courants	322 634	-	-	-	
Prêts et créances - non courants ⁽¹⁾	309 449	-	-	-	309 449
Prêts accordés aux salariés - non courants	13 157	-	-	-	13 157
Dépôts et cautionnements versés	27	-	-	-	27
Clients et comptes rattachés	138 700	138 700	28 244	-	-
Clients	138 700	138 700	28 244	-	-
Autres créances	123 088	123 088	-	-	-
Fournisseurs débiteurs	15 526	15 526	-	-	-
Personnel et organismes sociaux	788	788	-	-	-
Impôts sur les Sociétés - créances	27 536	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	-	-	-
TOTAL	584 422	261 788	28 244	-	322 634

⁽¹⁾ Fonds de remise en état de 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	
		Dont échues			À plus de 2 ans
Fournisseurs et comptes rattachés	87 988	87 988	87 877	-	
Fournisseurs et comptes rattachés	87 988	87 988	87 877	-	-
Autres débiteurs et dettes diverses	87 186	87 186	-	-	-
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	-	-	-
TOTAL	175 174	175 174	87 877	-	-

L'état des créances et des dettes au 31 décembre 2022 est présenté ci-dessous :

CRÉANCES Au 31 décembre 2022 (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		
Autres actifs non courants	308 540	-	-	-	308 540
Prêts et créances - non courants ⁽¹⁾	295 442	-	-	-	295 442
Prêts accordés aux salariés - non courants	13 072	-	-	-	13 072
Dépôts et cautionnements versés	26	-	-	-	26
Clients et comptes rattachés	119 021	119 021	-	-	-
Clients	119 021	119 021	-	-	-
Autres créances	118 499	118 499	-	-	-
Fournisseurs débiteurs	15 223	15 223	-	-	-
Personnel et organismes sociaux	1 941	1 941	-	-	-
Impôts sur les Sociétés - créances	27 536	27 536	-	-	-
Créances sur États (taxes diverses)	34 936	34 936	-	-	-
Associés et partenaires	1 280	1 280	-	-	-
Sous-enlèvements	31 430	31 430	-	-	-
Autres débiteurs	6 154	6 154	-	-	-
TOTAL	546 061	237 521	-	-	308 540

⁽¹⁾ Fonds de restitution des sites.

DETTES Au 31 décembre 2022 (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		
Fournisseurs et comptes rattachés	95 363	95 363	-	-	-
Fournisseurs et comptes rattachés	95 363	95 363	-	-	-
Autres débiteurs et dettes diverses	81 870	81 870	-	-	-
Dettes sociales	9 270	9 270	-	-	-
Dettes sur États (taxes diverses)	42 418	42 418	-	-	-
Associés et partenaires	211	211	-	-	-
Sur-enlèvements	18 277	18 277	-	-	-
Autres créditeurs	11 688	11 688	-	-	-
TOTAL	177 227	177 227	-	-	-

L'état des créances et des dettes au 31 décembre 2021 est présenté ci-dessous :

CRÉANCES Au 31 décembre 2021 (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		
Autres actifs non courants	313 176	-	-	-	313 176
Prêts et créances - non courants ⁽¹⁾	298 738	-	-	-	298 738
Prêts accordés aux salariés - non courants	14 410	-	-	-	14 410
Dépôts et cautionnements versés	28	-	-	-	28
Clients et comptes rattachés	110 473	110 473	-	-	-
Clients	110 473	110 473	-	-	-
Autres créances	102 684	102 684	-	-	-
Fournisseurs débiteurs	9 768	9 768	-	-	-
Personnel et organismes sociaux	675	675	-	-	-
Impôts sur les Sociétés - créances	27 536	27 536	-	-	-
Créances sur États (taxes diverses)	20 276	20 276	-	-	-
Associés et partenaires	1 404	1 404	-	-	-
Sous-enlèvements	37 332	37 332	-	-	-
Autres débiteurs	5 693	5 693	-	-	-
TOTAL	526 333	213 157	-	-	313 176

⁽¹⁾ Fonds de restitution des sites.

DETTES Au 31 décembre 2021 (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		
Fournisseurs et comptes rattachés	96 905	96 905	-	-	-
Fournisseurs et comptes rattachés	96 905	96 905	-	-	-
Autres débiteurs et dettes diverses	99 069	99 069	-	-	-
Dettes sociales	7 753	7 753	-	-	-
Dettes sur États (taxes diverses)	38 223	38 223	-	-	-
Associés et partenaires	179	179	-	-	-
Sur-enlèvements	41 130	41 130	-	-	-
Autres créditeurs	11 784	11 784	-	-	-
TOTAL	195 974	195 974	-	-	-

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 non confirmées 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\$)	2023	2022	2021
Emprunts financiers non courants	-	-	-
Autre dette financière non courante IFRS 16	(29 217)	(12 416)	(10 639)
MONTANT NET DETTE FINANCIÈRE NON COURANTE	(29 217)	(12 416)	(10 639)
Autre dette financière courante IFRS 16	(16 683)	(15 025)	(8 671)
Banques et organismes financiers créditeurs	(1 991)	(13 371)	(24 011)
Banques et caisses	677 145	683 991	911 627
MONTANT NET DETTE FINANCIÈRE COURANTE	658 470	655 594	878 945

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 la TotalEnergies SE TotalEnergies, 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 2022 et au 31 décembre 2021.

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\$)	2023	2022	2021
Valeur actuarielle des droits accumulés au début de la période	4 740	7 060	12 595
Coût des services rendus de la période	402	505	1 471
Coût financier	-	-	-
Prestations payées	23	576	(497)
(Gains) / Pertes actuariels	(1 038)	(3 401)	(6 509)
Écarts de conversion et autres	-	-	-
VALEUR ACTUARIELLE DES DROITS ACCUMULÉS À LA FIN DE LA PÉRIODE	4 127	4 740	7 060

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

Exercice (en k\$)	2023	2022	2021
Coût des services rendus de la période	402	505	1 471
Liquidations	23	576	(497)
Charge d'intérêt nette	-	-	-
COMPOSANTES DU COÛT DES PRESTATIONS DÉFINIES COMPTABILISÉES EN RÉSULTAT	425	1 081	974

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\$)

2024	249
-------------	------------

Principales hypothèses actuarielles et analyses de sensibilité

Hypothèses utilisées pour déterminer les engagements (au 31 décembre)	2023	2022	2021
Taux d'actualisation	3,95 %	3,75 %	2,50 %
Taux d'inflation	2,70 %	3,75 %	2,50 %

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 2023.

Au titre de l'exercice 2023, le montant comptabilisé par TotalEnergies EP Gabon était de 484 k\$ (contre 434 k\$ en 2022 et 199 k\$ en 2021).

Plan 2023

Le Conseil d'administration de TotalEnergies SE a attribué, en date effective du 26 mai 2023 ainsi que le 13 décembre 2023, des actions de performance à certains salariés et mandataires sociaux de TotalEnergies SE ou des

Sociétés de TotalEnergies, sous réserve que la condition de présence et les cinq conditions de performance applicables soient satisfaites. Toutes les actions attribuées sont soumises à la condition de présence.

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.

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) sur la base du *Total Shareholder Return* (TSR) pendant les trois années d'acquisition (2023, 2024 et 2025). Le TSR considéré est celui du dernier trimestre de l'année considérée, le dividende étant considéré réinvesti sur la base du cours de clôture à la date de détachement des dividendes ;
- 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 par action exprimé en dollar pendant les trois années d'acquisition (2023, 2024 et 2025) ;

- Pour 20 % des actions, le niveau atteint par le point mort cash organique⁽¹⁾ avant dividende au regard de l'objectif fixé pour les trois années d'acquisition (2023, 2024 et 2025). 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 gaz à effet de serre (GES) sur les installations opérées (Scopes 1+2) en fonction de la réalisation de l'objectif de réduction des émissions de GES fixé pour 2025 ;
- 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 2025.

Effectifs et charges de personnel

Exercice	2023	2022	2021
Charges de personnel			
Salaires et traitements (y compris charges sociales) (en k\$)	25 717	32 226	47 194
Effectifs au 31 décembre	210	213	222

NOTE 12.

Passifs non courants

Au 31 décembre (en k\$)	2023	2022	2021
Provisions pour restitution de sites	329 098	380 025	420 994
Provisions pour risques et charges (exploitation)	12 674	11 363	13 727
TOTAL	341 772	391 388	434 721

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.

⁽¹⁾ Investissements organiques : investissements nets, hors acquisitions, cessions et autres intérêts ne conférant pas le contrôle.

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. L'impact du passage du temps sur la provision pour restitution des sites est mesuré en appliquant au montant de la provision un taux d'intérêt sans risque. L'effet de l'actualisation

de ces provisions est comptabilisé dans la rubrique « Autres charges financières ». Le taux d'actualisation retenu en 2023 dans le cadre de l'évaluation des provisions pour restitution des sites est de 5 % (4 % en 2022 et 3 % en 2021). Les dépenses sont estimées en monnaie courante avec un taux d'inflation de 2 % (2 % en 2022 et 1,5 % en 2021).

Une diminution de 0,5 % du taux d'actualisation conduirait à une augmentation des provisions pour restitution des sites de 30 M\$, avec une contrepartie en immobilisations corporelles ainsi qu'un impact positif de 1 M\$ sur le résultat net. À l'inverse, une augmentation de 0,5 % aurait un impact quasi-symétrique à l'effet de la diminution de 0,5 %.

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

Exercice (en k\$)	au 1 ^{er} janvier	Effets de l'actualisation	Révisions des estimations	Reprises de provision	Autres	au 31 décembre
2023	380 025	13 905	(55 687)	(9 765)	619	329 097
2022	420 994	12 938	(44 029)	(4 398)	(5 480)	380 025
2021	709 699	23 853	(274 773)	(403)	(37 381)	420 994

En 2023, la variation indiquée dans la colonne « Autres » est non significative.

Provisions pour risques et charges

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 qui peut être estimée de manière fiable. Le montant provisionné correspond à la meilleure estimation possible de l'obligation.

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\$)	2023	2022	2021
Stocks	1 310	47	(10 660)
Créances clients et comptes rattachés	19 679	8 548	(93 682)
Autres créances	4 588	15 705	37 530
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	7 375	1 542	(4 442)
Autres débiteurs et dettes diverses	(5 845)	17 205	3 328
MONTANT NET	27 107	43 047	(67 927)

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\$)	2023	2022	2021
Intérêts payés	(198)	(444)	(682)
Intérêts perçus ⁽¹⁾	47 449	5 427	594
Impôts sur les bénéfices décaissés	-	-	-
Dividendes payés	(100 000)	(325 035)	(20 250)

⁽¹⁾ Y compris, en 2023, les intérêts des comptes courants rémunérés et intérêts sur fonds RES.

NOTE 14.

Parties liées

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

Bilan

Au 31 décembre (en k\$)	2023	2022	2021
Créances	-	-	-
Clients et comptes rattachés	105 889	79 738	66 776
Dettes	-	-	-
Fournisseurs et dettes diverses	6 291	648	5 227

Compte de résultat

Exercice (en k\$)	2023	2022	2021
Ventes	411 933	427 314	483 051
Autres produits	649	845	698
Autres charges	41 875	(43 907)	(40 474)

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.

Exercice	2023	2022	2021
Nombre de personnes	6	6	6
Rémunérations directes et indirectes (en k\$)	929 ⁽¹⁾	1 644	1 610
Charges de retraite (en k\$)	28	30	30

Le montant global des indemnités de fonction allouées à l'ensemble des membres du Conseil d'administration de la Société s'est élevé, en 2023, à un total de 180 millions de francs CFA.

⁽¹⁾ Deux dirigeants ayant pris leur fonction en septembre 2023.

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 versée à laquelle s'ajoute 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 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
Obligations contractuelles au bilan	329 098	-	-	329 098
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	-
Obligations contractuelles hors bilan	68 421	24 041	35 670	8 710
TOTAL DES OBLIGATIONS CONTRACTUELLES	397 519	24 041	35 670	337 808
Cautions vis-à-vis du personnel	-	-	-	-
Cautions en douane données	2 256	-	2 256	-
TOTAL DES AUTRES ENGAGEMENTS DONNÉS	2 256	-	2 256	-
Autres engagements reçus	206	-	206	-
TOTAL DES ENGAGEMENTS REÇUS	206	-	206	-

Au 31 décembre 2022 (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	380 025	-	-	380 025
Obligations contractuelles au bilan	380 025	-	-	380 025
Contrats de location simple	27 435	11 376	16 059	-
Engagements d'achats et obligations d'investissements	84 775	68 093	16 681	-
Obligations contractuelles hors bilan	112 209	79 469	32 740	-
TOTAL DES OBLIGATIONS CONTRACTUELLES	492 234	79 469	32 740	380 025
Cautions vis-à-vis du personnel	-	-	-	-
Cautions en douane données	4 968	4 968	-	-
TOTAL DES AUTRES ENGAGEMENTS DONNÉS	4 968	4 968	-	-
Autres engagements reçus	8 141	8 141	-	-
TOTAL DES ENGAGEMENTS REÇUS	8 141	8 141	-	-

Au 31 décembre 2021 (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	420 994	-	-	420 994
Obligations contractuelles au bilan	420 994	-	-	420 994
Contrats de location simple	19 311	8 673	10 638	-
Engagements d'achats et obligations d'investissements	33 299	11 100	22 199	-
Obligations contractuelles hors bilan	52 610	19 773	32 837	-
TOTAL DES OBLIGATIONS CONTRACTUELLES	473 604	19 773	32 837	420 994
Cautions vis-à-vis du personnel	-	-	-	-
Cautions en douane données	5 824	5 824	-	-
TOTAL DES AUTRES ENGAGEMENTS DONNÉS	5 824	5 824	-	-
Autres engagements reçus	8 222	8 222	-	-
TOTAL DES ENGAGEMENTS REÇUS	8 222	8 222	-	-

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 2024 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 ;
- la Société, s'appuyant notamment sur des données de demande globale d'énergie issues du *World Energy Outlook* publié par l'AIE depuis 2016 et sur ses propres évaluations de l'offre et de la demande, établit des scénarios de prix du pétrole et du gaz en se fondant sur des hypothèses d'évolution d'indicateurs fondamentaux du secteur pétrolier (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 direction et présentés au Conseil d'administration ;
- Le *World Energy Outlook 2023* de l'AIE prévoit trois scénarios qui sont des références importantes pour la Société : le STEPS (*Stated Policies Scenario*) et l'APS (*Announced Pledges Scenario*) à court / moyen terme, le NZE (*Net Zero Emissions by 2050*) à long terme ;
- Le STEPS n'intègre que les mesures climatiques déjà implémentées à ce jour dans le monde et celles en cours de déve-

loppement. L'APS intègre, pour sa part, les ambitions climatiques déclarées à ce jour dans le monde, dont les NDCs (*Nationally Determined Contributions*) et les ambitions de neutralité carbone. Selon l'AIE, il est associé à une élévation de température autour de 1.7°C. Ce scénario est compatible avec l'objectif de l'Accord de Paris de limiter l'élévation de température « nettement en dessous de 2°C ». Le NZE de l'AIE se comprend comme étant l'ensemble des actions à réaliser pour être compatible avec un scénario 1,5°C en 2050 (sans *overshooting*). Ce scénario normatif n'a donc pas de caractère prédictif sur la demande de pétrole à court et moyen terme, et donc les scénarios de prix qu'il propose n'intègrent pas une évolution « réaliste » de la demande. En effet, ce scénario prévoit que la demande de pétrole baisse de 20 % entre 2022 et 2030 alors que, selon les projections de la l'AIE, la demande de pétrole en 2024 sera plus élevée qu'en 2023 et continuera de croître jusqu'en 2028. Selon les projections d'autres Sociétés énergétiques ou de consultants, la demande commencerait plutôt à décliner vers 2030 (le *pic Oil* chez Wood MacKenzie en 2032, chez IHS inflections en 2028) ;

- Au-delà de la décennie 2020-2030, la trajectoire de prix du pétrole retenue par la Société converge à long terme vers le prix retenu en 2050 par le scénario NZE de l'AIE, soit 25,5 \$₂₀₂₃/b ; les prix retenus pour le gaz, énergie de transition (transition fuel), se stabilisent d'ici 2025 et jusqu'en 2040 à des niveaux plus faibles que les niveaux de prix actuels pour 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 des tensions fortes sur les prix de l'énergie à partir de mi-2021, lesquelles se sont exacerbées en 2022 avec la guerre en Ukraine. En dépit des risques de récession qui pèsent sur l'Europe en particulier, la demande globale de liquide en 2024 devrait être supérieure à celle de 2019 pré-crise, notamment grâce à l'abandon des mesures de confinement en Chine qui a permis le redémarrage de l'activité industrielle. Elle devrait continuer de croître à horizon 2030, dans un contexte de croissance soutenue de la demande

mondiale d'énergie. En effet, la croissance de la population et du niveau de vie, notamment dans les pays émergents, devraient soutenir la consommation de pétrole, et ce malgré l'électrification progressive des transports et les gains d'efficacité des moteurs thermiques, principalement dans les pays développés.

Dans ce contexte, les prix resteraient soutenus à court terme par les coupes de production historiques décidées (et appliquées dans les faits) par les membres de la coalition OPEP+. Aux États-Unis, la production 2023 est anticipée supérieure à celle de 2019 et des capacités de croissance supplémentaire d'huile de schiste dans les années suivantes semblent faire consensus. Cependant la consolidation récente du secteur (Permien, DJ et Bakken) devrait renforcer une discipline sur la rentabilité de ces investissements et donc en contenir la croissance.

La trajectoire de prix retenue reflète l'analyse de la Société selon laquelle la faiblesse des investissements dans l'amont pétrolier depuis la crise pétrolière de 2015 et accentuée par la crise sanitaire et économique de 2020 (- 30 % selon l'AIE), et le déclin naturel des champs actuellement en production, conduisent à un équilibre mondial offre-demande qui restera tendu jusqu'à 2030. Ainsi, dans le scénario retenu, le prix du Brent se stabilise à 70 \$₂₀₂₃/b de 2025 à 2030. Les évolutions observées en 2023, en particulier la reprise de la demande post Covid en Chine et les réductions de production de l'OPEP+, justifient ce niveau de prix dès 2025.

- Au-delà de 2030, compte tenu des évolutions technologiques, notamment dans le domaine des transports, la demande de pétrole ne devrait plus connaître de croissance et le scénario de prix utilisé décroît linéairement pour atteindre 50 \$₂₀₂₃/b en 2040, puis 25,5 \$₂₀₂₃/b en 2050, en ligne avec le scénario NZE.

La moyenne des prix du Brent sur la période 2024-2050 s'établit ainsi à 53,8 \$₂₀₂₃/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 CO₂. Les émissions futures scopes 1 et 2 des actifs concernés sur la durée de vie des actifs y sont valorisées à 100 \$/t ou le prix en vigueur dans le pays, s'il est supérieur. Au-delà de 2029, le prix du CO₂ 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 8 % après impôt, ce taux correspondant au coût moyen pondéré du capital de TotalEnergies EP Gabon estimé à partir de données historiques de marché. Ce taux s'élevait à 8 % en 2022 et 7 % en 2021. La valeur d'utilité fondée sur les flux de trésorerie après impôt définis ci-dessus actualisés à un taux de 8 % 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 %.

TotalEnergies EP Gabon continuera de revoir ses hypothèses de prix à mesure que la transition énergétique progresse et cela pourra conduire à des charges de dépréciations complémentaires dans le futur.

Les UGT de TotalEnergies EP Gabon sont définies comme des champs ou groupements de champs d'hydrocarbures intégrant des actifs industriels permettant la production, le traitement et l'évacuation de ces hydrocarbures. Au titre de l'exercice 2023, une dépréciation d'actifs a été constatée pour un montant de 96 millions de dollars. Ce montant se répartit sur les actifs de la manière suivante :

Exercice (en k\$)	2023
Permis non prouvés - droits miniers	6 000
Autres immobilisations incorporelles	-
TOTAL IMMOBISATIONS INCORPORELLES	6 000
Terrains et agencements	-
Installations techniques (y compris transport)	85 000
Autres immobilisations	-
Immobilisations en cours	5 000
TOTAL IMMOBISATIONS CORPORELLES	90 000

En ce qui concerne les sensibilités :

- une baisse de 1 point du taux d'actualisation aurait un impact positif de 14 M\$ sur le résultat net de la Société ;
- une augmentation de 1 point du taux d'actualisation aurait un impact négatif complémentaire de l'ordre de 13 M\$ 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 48 \$₂₀₂₃/b) aurait un impact négatif complémentaire de l'ordre de 65 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 43 \$₂₀₂₃/b) aurait un impact négatif complémentaire de l'ordre de 135 M\$ sur le résultat net de TotalEnergies EP Gabon ;
- la prise en compte d'un coût du CO₂ de 200 \$/t, inflaté de 2%/an à partir de 2029 sur l'ensemble des actifs aurait un impact négatif complémentaire de l'ordre de 51 M\$ sur le résultat net de TotalEnergies EP Gabon.

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 2023, 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 4 M\$ et inversement.

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\$)	2023	2022	2021
Prêts et avances	322 634	308 540	310 450
Clients et comptes rattachés	138 666	118 987	110 473
Autres créances d'exploitation	122 946	118 428	102 684
Trésorerie et équivalents de trésorerie	677 145	683 991	911 627
TOTAL	1 261 391	1 229 046	1 435 234

Au titre des exercices 2023, 2022 et 2021 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.

Honoraires perçus ⁽¹⁾ (en euros)	2023	2022	2021
Commissariat aux comptes, certification, examen des comptes sociaux	58 600	55 700	61 900
Autres prestations	175 400	166 700	185 200
TOTAL	234 000	222 400	247 100

⁽¹⁾ Y compris membres de leur réseau.

M. Yves FUMANAL

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

Honoraires perçus ⁽¹⁾ (en euros)	2023	2022	2021
Commissariat aux comptes, certification, examen des comptes sociaux	21 588	21 588	21 588
Autres prestations			
TOTAL	21 588	21 588	21 588

⁽¹⁾ Y compris membres de leur réseau.

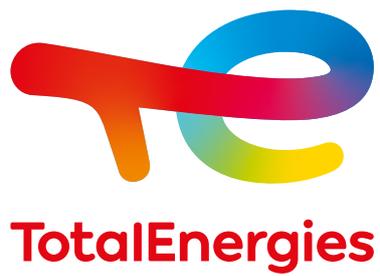
Suppléants

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