

Résultats du premier trimestre 2025

Grâce à une croissance de la production d'hydrocarbures de près de 4% et d'électricité de 18% sur un an, TotalEnergies affiche des résultats solides et maintient son retour aux actionnaires attractif malgré un environnement incertain.

	1T25	4T24	Variation vs 4T24	1T24	Variation vs 1T24
Résultat net ajusté (part TotalEnergies)⁽¹⁾					
- en milliards de dollars (G\$)	4,2	4,4	-5%	5,1	-18%
- en dollar par action	1,83	1,90	-4%	2,14	-15%
Résultat net (part TotalEnergies) (G\$)	3,9	4,0	-3%	5,7	-33%
EBITDA ajusté ⁽¹⁾ (G\$)	10,5	10,5	-	11,5	-9%
Marge brute d'autofinancement (CFFO) ⁽¹⁾ (G\$)	7,0	7,2	-2%	8,2	-14%

Paris, le 30 avril 2025 - Le Conseil d'administration de TotalEnergies SE, réuni le 29 avril 2025 sous la présidence de Patrick Pouyanné, Président-directeur général, a arrêté les comptes de la Compagnie pour le premier trimestre 2025. A cette occasion, Patrick Pouyanné a déclaré :

« Dans un environnement de prix globalement équivalent à celui du quatrième trimestre 2024, TotalEnergies affiche au premier trimestre des résultats solides, en ligne avec les résultats positifs du quatrième trimestre 2024, avec un résultat net ajusté de 4,2 G\$ et un cash-flow à 7,0 G\$.

La production Oil & Gas du premier trimestre s'établit au-delà de 2,55 Mbep/j, en croissance de 4% par rapport au premier trimestre 2024, bénéficiant notamment de la poursuite de la montée en puissance des projets au Brésil, aux Etats-Unis, en Malaisie, en Argentine et au Danemark. Le démarrage effectif du champ de Ballymore, aux Etats-Unis, ainsi que celui de Mero-4, au Brésil, prévu au troisième trimestre, alimenteront la croissance des productions au cours des prochains trimestres et confortent l'objectif de croissance de plus de 3% en 2025 de production d'hydrocarbures.

L'Exploration-Production délivre un résultat opérationnel net ajusté de 2,5 G\$ et un cash-flow de 4,3 G\$, en croissance par rapport au quatrième trimestre de 2024 respectivement de 6% et 9%, le cash-flow bénéficiant de l'effet accrétif des nouveaux barils de pétrole à bas coût et faibles émissions.

Le secteur Integrated LNG réalise un résultat opérationnel net ajusté de 1,3 G\$ et un cash-flow de 1,2 G\$, reflétant un prix moyen du GNL en hausse par rapport au premier trimestre de 2024 mais en retrait par rapport au quatrième trimestre 2024. Les activités de négoce de GNL ont été en ligne avec les attentes pour l'année 2025 tandis que les activités de négoce de gaz ont dû faire face au retournement inattendu du marché européen suite aux incertitudes sur l'évolution du conflit russo-ukrainien.

Le secteur Integrated Power génère un résultat opérationnel net ajusté supérieur à 500 M\$ et un cash-flow de 600 M\$ en ligne avec la guidance annuelle. TotalEnergies a poursuivi la construction de son modèle intégré dans l'électricité en Allemagne en finalisant l'acquisition du développeur renouvelable VSB début avril et en lançant des projets de stockage par batteries, développés par Kyon.

Dans un contexte de marges de raffinage faibles ainsi que de marges pétrochimiques et bio en repli en Europe, l'Aval réalise un résultat opérationnel net ajusté de 0,5 G\$ et un cash-flow de 1,1 G\$, en dessous des attentes compte tenu des difficultés opérationnelles des raffineries de Donges et de Port Arthur.

Confiant dans la capacité de la Compagnie à atteindre son objectif de croissance en 2025 et compte tenu de la solidité de son bilan (gearing normalisé⁽¹⁾ de 11% hors effet saisonnier de variation du besoin en fonds de roulement), le Conseil d'administration a confirmé, comme annoncé en février 2025, la distribution d'un premier acompte sur dividende de 0,85 €/action au titre de l'exercice 2025 en hausse de 7,6% par rapport à 2024. En outre, il a décidé la poursuite des rachats d'actions jusqu'à 2 G\$ pour le deuxième trimestre, malgré un environnement en baisse sous les 70 \$/b de Brent depuis le début du mois d'avril et un contexte géopolitique et macro-économique incertain. »

⁽¹⁾ Se référer au Glossaire pages 22 & 23 pour les définitions et informations additionnelles sur les indicateurs alternatifs de performance (Non-GAAP mesures) et aux pages 18 et suivantes pour les tableaux de réconciliation.

1. Faits marquants ⁽²⁾

Amont

- Démarrage de la production du champ offshore de Ballymore, aux Etats-Unis, d'une capacité de 75 000 b/j
- Lancement, dans le cadre du projet GGIP en Irak, de la construction d'une première unité de traitement de gaz pour arrêter le torchage et alimenter des centrales électriques
- Signature d'un accord avec Chypre et l'Egypte pour l'exportation, via l'Egypte, du gaz du Bloc 6 à Chypre

Aval

- Annonce de l'arrêt du cracker NC2 à horizon de la fin de l'année 2027, sur la plateforme d'Anvers dans un contexte de surcapacité pétrochimique en Europe

Integrated LNG

- Signature d'un contrat de vente de 0,4 Mt/an de GNL sur 10 ans avec GSPC en Inde à partir de 2026
- Signature d'un accord pour la vente de 0,4 Mt/an de GNL sur 15 ans avec Energia Natural Dominicana en République Dominicaine à partir de 2027
- Signature d'un accord avec NextDecade pour l'achat de 1,5 Mt/an de GNL sur 20 ans provenant du futur train 4 de Rio Grande LNG, au Texas
- Mozambique LNG: confirmation du financement du projet par l'US EXIM pour un montant de 4,7 G\$

Integrated Power

- Signature d'un contrat Clean Firm Power avec STMicroelectronics de 1,5 TWh sur 15 ans
- Démarrage de la production du parc éolien offshore de Yunlin, d'une capacité de 640 MW, à Taiwan
- Lancement de six nouveaux projets de stockage par batteries, d'une capacité de 221 MW, en Allemagne
- Finalisation de l'acquisition de SN Power, développeur de projets d'hydroélectricité en Afrique
- Finalisation de l'acquisition du projet Big Sky Solar, d'une capacité installée de 184 MW, et signature d'accords en vue de l'acquisition de plus de 600 MW supplémentaires de projets éoliens et solaires, au Canada
- Finalisation de l'acquisition du développeur de projets renouvelables VSB, en Allemagne

Réduction d'empreinte carbone et molécules bas-carbone

- Décision finale d'investissement de la deuxième phase de Northern Lights, projet de stockage de CO₂
- Lancement avec Air Liquide de projets de fourniture d'hydrogène vert pour les raffineries européennes
 - Zeeland: Joint Venture pour la construction et l'opération d'un électrolyseur produisant 30 000 tonnes d'hydrogène vert par an
 - Anvers: accord de tolling pour 15 000 tonnes d'hydrogène vert par an
- Signature avec RWE d'un contrat d'achat de 30 000 tonnes par an d'hydrogène vert pour la raffinerie de Leuna à partir de 2030
- Mise en service de BioNorrois, deuxième plus grande unité de production de biogaz en France

Responsabilité sociétale et environnementale

- Publication du *Sustainability & Climate – 2025 Progress Report* présentant les progrès réalisés par TotalEnergies en 2024 dans la mise en œuvre de sa stratégie et de son ambition climat
- Mozambique LNG : ouverture, à la demande de TotalEnergies, d'enquêtes officielles au Mozambique au sujet d'allégations de violations des droits humains par des forces de défense et de sécurité mozambicaines et saisine de la commission nationale des droits humains

⁽²⁾ Certaines des transactions mentionnées dans les faits marquants restent soumises à l'accord des autorités ou à la réalisation de conditions suspensives selon les termes des accords.

2. Principales données financières issues des comptes consolidés de TotalEnergies ⁽¹⁾

En millions de dollars, sauf le taux d'imposition, le résultat par action et le nombre d'actions	1T25	4T24	1T25 vs 4T24	1T24	1T25 vs 1T24
EBITDA ajusté ⁽¹⁾	10 504	10 529	-	11 493	-9%
Résultat opérationnel net ajusté des secteurs	4 792	4 992	-4%	5 600	-14%
Exploration-Production	2 451	2 305	+6%	2 550	-4%
Integrated LNG	1 294	1 432	-10%	1 222	+6%
Integrated Power	506	575	-12%	611	-17%
Raffinage-Chimie	301	318	-5%	962	-69%
Marketing & Services	240	362	-34%	255	-6%
Quote-part du résultat net ajusté des sociétés mises en équivalence	715	706	+1%	621	+15%
Taux moyen d'imposition ⁽³⁾	41,4%	41,3%		37,8%	
Résultat net ajusté (part TotalEnergies) ⁽¹⁾	4 192	4 406	-5%	5 112	-18%
Résultat net ajusté dilué par action (dollars) ⁽⁴⁾	1,83	1,90	-4%	2,14	-15%
Résultat net ajusté dilué par action (euros) ⁽⁵⁾	1,74	1,78	-2%	1,97	-12%
Nombre moyen pondéré dilué d'actions (millions)	2 246	2 282	-2%	2 352	-5%
Résultat net (part TotalEnergies)	3 851	3 956	-3%	5 721	-33%
Investissements organiques ⁽¹⁾	4 501	3 839	+17%	4 072	+11%
Acquisitions nettes de cessions ⁽¹⁾	420	24	x17,4	(500)	ns
Investissements nets ⁽¹⁾	4 921	3 863	+27%	3 572	+38%
Marge brute d'autofinancement (CFFO) ⁽¹⁾	6 992	7 151	-2%	8 168	-14%
Marge brute d'autofinancement hors frais financiers (DACF) ⁽¹⁾	7 276	7 398	-2%	8 311	-12%
Flux de trésorerie d'exploitation	2 563	12 507	-80%	2 169	+18%
Ratio d'endettement ⁽¹⁾ de 14,3% au 31 mars 2025 contre 8,3% au 31 décembre 2024 et 10,5% au 31 mars 2024.					

⁽³⁾ Il se définit de la manière suivante : (impôt sur le résultat opérationnel net ajusté) / (résultat opérationnel net ajusté - quote-part du résultat des sociétés mises en équivalence - dividendes reçus des participations - dépréciations des écarts d'acquisition + impôt sur le résultat opérationnel net ajusté).

⁽⁴⁾ Conformément aux normes IFRS, le résultat net ajusté dilué par action est calculé à partir du résultat net ajusté diminué du coupon des titres subordonnés à durée indéterminée.

⁽⁵⁾ Taux de change moyen €-\$: 1,0523 au 1^{er} trimestre 2025, 1,0681 au 4^{ème} trimestre 2024 et 1,0858 au 1^{er} trimestre 2024.

3. Principales données d'environnement, d'émissions de gaz à effet de serre et de production

3.1 Environnement – prix de vente liquides et gaz, marge de raffinage

	1T25	4T24	1T25 vs 4T24	1T24	1T25 vs 1T24
Brent (\$/b)	75,7	74,7	+1%	83,2	-9%
Henry Hub (\$/Mbtu)	3,9	3,0	+29%	2,1	+84%
TTF (\$/Mbtu)	14,4	13,6	+6%	8,8	+65%
JKM (\$/Mbtu)	14,1	14,0	+1%	9,3	+52%
Prix moyen de vente liquides (\$/b) ^{(6),(7)} Filiales consolidées	72,2	71,8	+1%	78,9	-8%
Prix moyen de vente gaz (\$/Mbtu) ^{(6),(8)} Filiales consolidées	6,60	6,26	+5%	5,11	+29%
Prix moyen de vente GNL (\$/Mbtu) ^{(6),(9)} Filiales consolidées et sociétés mises en équivalence	10,00	10,37	-4%	9,58	+4%
Indicateur de marge de raffinage européen (ERM) (\$/t) ^{(6),(10)}	29,4	25,9	+14%	71,7	-59%

3.2 Émissions de gaz à effet de serre ⁽¹¹⁾

Émissions Scope 1+2 ⁽¹²⁾ (MtCO ₂ e)	1T25	4T24	1T25 vs 4T24	1T24	1T25 vs 1T24
Scope 1+2 des installations opérées ⁽¹⁾	8,4	9,6	-13%	8,2	+2%
dont Oil & Gas	7,2	7,9	-9%	7,1	+1%
dont CCGT	1,2	1,7	-29%	1,1	+9%
Scope 1+2 périmètre ESRS ⁽¹⁾	11,1	12,4	-10%	10,9	+2%

Émissions de Méthane (ktCH ₄)	1T25	4T24	1T25 vs 4T24	1T24	1T25 vs 1T24
Émissions de méthane des installations opérées ⁽¹⁾	6	7	-14%	8	-25%

Émissions trimestrielles estimées.

Les émissions Scope 1+2 des installations opérées sont en baisse de 13% sur le trimestre du fait de la baisse continue du torchage sur les installations de l'Exploration-Production, de la mise en œuvre de projets de réduction d'émissions au Raffinage-Chimie et de l'effet périmètre lié à la cession partielle de la centrale à gaz de West Burton au Royaume-Uni, au quatrième trimestre 2024.

Les émissions de Scope 3 ⁽¹³⁾ Catégorie 11 du premier trimestre 2025 sont estimées à 84 Mt CO₂e.

⁽⁶⁾ Ne prend pas en compte les activités de négoce de pétrole, de gaz et de GNL, respectivement.

⁽⁷⁾ Ventes en \$ / Ventes en volume pour les filiales consolidées.

⁽⁸⁾ Ventes en \$ / Ventes en volume pour les filiales consolidées.

⁽⁹⁾ Ventes en \$ / Ventes en volume pour les filiales consolidées et sociétés mises en équivalence.

⁽¹⁰⁾ Cet indicateur de marché pour le raffinage européen, calculé sur la base de prix de marché publics (\$/t), utilise un panier de pétroles bruts, des rendements en produits pétroliers et des coûts variables représentatifs de l'outil de raffinage européen de TotalEnergies.

⁽¹¹⁾ Les gaz à effet de serre (GES) désignent les six gaz à effet de serre du protocole de Kyoto, à savoir le CO₂, CH₄, N₂O, les HFC, les PFC et le SF₆, avec leurs PRG (pouvoir de réchauffement global) à 100 ans respectifs tel que donnés par le sixième rapport du GIEC de 2021. Les HFC, PFC et le SF₆ sont quasiment absents des émissions de la Compagnie ou considérés comme non matériels et ne sont donc plus comptabilisés à partir de 2018. Ramené en équivalent CO₂, le protoxyde d'azote (N₂O) représente moins de 1% du Scope 1+2 de la Compagnie.

⁽¹²⁾ Les émissions de GES Scope 1+2 se définissent comme la somme des émissions directes de GES émanant de sites ou d'activités faisant partie du périmètre de reporting et des émissions indirectes liées aux imports d'énergie (électricité, chaleur, vapeur) nets des ventes éventuelles d'énergie, sans inclure les gaz industriels achetés (H₂). En l'absence de mention contraire, TotalEnergies rapporte les émissions de GES Scope 2 suivant la méthode dite « market-based », comme définie par le GHG Protocol.

⁽¹³⁾ En l'absence de mention contraire, TotalEnergies rapporte les émissions de GES Scope 3, catégorie 11, qui correspondent aux émissions indirectes de GES liées à la phase d'utilisation directe des produits vendus au cours de leur durée de vie attendue (c'est-à-dire les émissions de scope 1 et de scope 2 des utilisateurs finaux qui ont lieu pendant la combustion des produits énergétiques) conformément à la définition du *Corporate Value Chain (Scope 3) Accounting and Reporting Standard Supplement to the GHG Protocol*. La Compagnie suit les méthodologies sectorielles pour l'*oil & gas* publiées par l'IPIECA, conformes aux méthodologies du GHG Protocol. Afin d'éviter les doubles comptages, cette méthodologie comptabilise le volume le plus important sur les chaînes de valeur pétrole ou gaz, à savoir soit la production soit les ventes en vue d'un usage final. Le point le plus élevé pour chaque chaîne de valeur pour l'année 2025 sera déterminé au regard de la réalisation sur l'ensemble de l'année, TotalEnergies fournissant des estimations au fur et à mesure des trimestres. À ces ventes ou production est appliqué un facteur d'émission stœchiométrique (oxydation des molécules en dioxyde de carbone) pour obtenir une quantité d'émission. Conformément au *Technical Guidance for Calculating Scope 3 Emissions Supplement to the Corporate Value Chain (Scope 3) Accounting and Reporting Standard* qui définit les utilisateurs finaux comme les consommateurs et clients professionnels qui utilisent les produits finaux et au guide IPIECA *Estimating petroleum industry value chain (Scope 3) greenhouse gas emissions* en application duquel le reporting des émissions liées aux produits énergétiques achetés pour revente à des utilisateurs non finaux (c'est-à-dire pour du négoce) est optionnel, TotalEnergies ne rapporte pas les émissions associées aux activités de négoce.

3.3 Production ⁽¹⁴⁾

Production d'hydrocarbures	1T25	4T24	1T25 vs 4T24	1T24	1T25 vs 1T24
Production d'hydrocarbures (kbep/j)	2 558	2 427	+5%	2 461	+4%
Pétrole (y compris bitumes) (kb/j)	1 355	1 292	+5%	1 322	+2%
Gaz (y compris Condensats et LGN associés) (kbep/j)	1 203	1 135	+6%	1 139	+6%
Production d'hydrocarbures (kbep/j)	2 558	2 427	+5%	2 461	+4%
Liquides (kb/j)	1 516	1 445	+5%	1 482	+2%
Gaz (Mpc/j)	5 655	5 323	+6%	5 249	+8%

La production d'hydrocarbures a été de 2 558 milliers de barils équivalent pétrole par jour au premier trimestre 2025, en hausse de 4% sur un an, en raison des éléments suivants :

- +4% lié aux démarrages et à la montée en puissance de projets, notamment Mero-2 et Mero-3 au Brésil, Fenix en Argentine, Tyra au Danemark, Anchor aux Etats-Unis et Akpo West au Nigéria,
- -1% lié à une plus faible disponibilité des installations ce trimestre, principalement liée à des arrêts planifiés,
- +3% d'effet périmètre, notamment lié aux acquisitions de SapuraOMV, en Malaisie et d'intérêts dans des permis gaziers dans le bassin de l'Eagle Ford au Texas,
- -2% lié au déclin naturel des champs.

⁽¹⁴⁾ Production de la Compagnie = production de l'EP + production d'Integrated LNG.

4. Analyse des résultats des secteurs

4.1 Exploration-Production

4.1.1 Production

Production d'hydrocarbures	1T25	4T24	1T25 vs 4T24	1T24	1T25 vs 1T24
EP (kbep/j)	1 976	1 933	+2%	1 969	-
Liquides (kb/j)	1 442	1 385	+4%	1 419	+2%
Gaz (Mpc/j)	2 848	2 924	-3%	2 937	-3%

4.1.2 Résultats

En millions de dollars, sauf le taux moyen d'imposition	1T25	4T24	1T25 vs 4T24	1T24	1T25 vs 1T24
Résultat opérationnel net ajusté	2 451	2 305	+6%	2 550	-4%
Quote-part du résultat net ajusté des sociétés mises en équivalence	150	207	-28%	145	+3%
Taux moyen d'imposition ⁽¹⁵⁾	49,4%	50,5%		48,5%	
Investissements organiques ⁽¹⁾	2 684	2 104	+28%	2 041	+32%
Acquisitions nettes de cessions ⁽¹⁾	116	(258)	ns	36	x3,2
Investissements nets ⁽¹⁾	2 800	1 846	+52%	2 077	+35%
Marge brute d'autofinancement (CFFO) ⁽¹⁾	4 291	3 945	+9%	4 478	-4%
Flux de trésorerie d'exploitation	3 266	4 500	-27%	3 590	-9%

Le résultat opérationnel net ajusté s'est établi à 2 451 M\$, en hausse de 6% sur le trimestre, reflétant la hausse de la production dans un contexte de prix légèrement plus favorable.

La marge brute d'autofinancement (CFFO) s'est établie à 4 291 M\$, en hausse de 9% pour les mêmes raisons.

⁽¹⁵⁾ Il se définit de la manière suivante : (impôt sur le résultat opérationnel net ajusté) / (résultat opérationnel net ajusté - quote-part du résultat des sociétés mises en équivalence - dividendes reçus des participations - dépréciations des écarts d'acquisition + impôt sur le résultat opérationnel net ajusté).

4.2 Integrated LNG

4.2.1 Production

Production d'hydrocarbures pour le GNL	1T25	4T24	1T25 vs 4T24	1T24	1T25 vs 1T24
Integrated LNG (kbep/j)	582	494	+18%	492	+18%
Liquides (kb/j)	74	60	+24%	63	+18%
Gaz (Mpc/j)	2 807	2 399	+17%	2 312	+21%
GNL (Mt)	1T25	4T24	1T25 vs 4T24	1T24	1T25 vs 1T24
Ventes totales de GNL	10,6	10,8	-2%	10,7	-1%
incl. Ventes issues des quotes-parts de production*	4,0	3,8	+4%	4,2	-4%
incl. Ventes par TotalEnergies issues des quotes-parts de production et d'achats auprès de tiers	9,4	9,4	-	9,3	+1%

* Les quotes-parts de production de la Compagnie peuvent être vendues par TotalEnergies ou par les joint-ventures.

Les ventes de GNL sont globalement stables sur le trimestre, l'augmentation des ventes issues des quotes-parts de production étant notamment compensée par une moindre activité spot.

4.2.2 Résultats

En millions de dollars, sauf le prix moyen de vente GNL	1T25	4T24	1T25 vs 4T24	1T24	1T25 vs 1T24
Prix moyen de vente GNL (\$/Mbtu) *	10,00	10,37	-4%	9,58	+4%
Filiales consolidées et sociétés mises en équivalence					
Résultat opérationnel net ajusté	1 294	1 432	-10%	1 222	+6%
Quote-part du résultat net ajusté des sociétés mises en équivalence	535	525	+2%	494	+8%
Investissements organiques ⁽¹⁾	752	554	+36%	540	+39%
Acquisitions nettes de cessions ⁽¹⁾	140	1 116	-87%	(12)	ns
Investissements nets ⁽¹⁾	892	1 670	-47%	528	+69%
Marge brute d'autofinancement (CFFO) ⁽¹⁾	1 249	1 447	-14%	1 348	-7%
Flux de trésorerie d'exploitation	1 743	2 214	-21%	1 710	+2%

* Ventes en \$ / Ventes en volume pour les filiales consolidées et sociétés mises en équivalence. Ne prend pas en compte les activités de négoce de GNL.

Le résultat opérationnel net ajusté du secteur Integrated LNG s'est établi à 1 294 M\$ au premier trimestre 2025, en hausse de 6 % en glissement annuel et en baisse de 10 % sur le trimestre, en lien avec l'évolution du prix moyen de vente de GNL.

La marge brute d'autofinancement (CFFO) du secteur Integrated LNG s'est établie à 1 249 M\$, pour les mêmes raisons ainsi qu'en raison d'un effet *timing* sur le paiement des dividendes reçus de certaines sociétés mises en équivalence.

4.3 Integrated Power

4.3.1 Productions, capacités, clients et ventes

Integrated Power	1T25	4T24	1T25 vs 4T24	1T24	1T25 vs 1T24
Production nette d'électricité (TWh) *	11,3	11,4	-1%	9,6	+18%
dont à partir de sources renouvelables	6,8	6,5	+5%	6,0	+13%
dont à partir de capacités flexibles à gaz	4,5	4,9	-8%	3,6	+27%
Capacités nettes installées de génération électrique (GW) **	22,7	21,5	+6%	19,5	+17%
dont renouvelables	16,2	15,1	+8%	13,7	+18%
dont capacités flexibles à gaz	6,5	6,5	+1%	5,8	+13%
Capacités brutes en portefeuille de génération électrique renouvelable (GW) **, ***	97,5	97,2	-	84,1	+16%
dont capacités installées	27,8	26,0	+7%	23,5	+18%
Clients électricité - BtB et BtC (Million) **	6,0	6,1	-	6,0	+1%
Clients gaz - BtB et BtC (Million) **	2,8	2,8	-	2,8	-
Ventes électricité - BtB et BtC (TWh)	14,5	13,8	+5%	14,9	-3%
Ventes gaz - BtB et BtC (TWh)	35,7	30,1	+19%	35,7	-

* Solaire, éolien, hydroélectricité et capacités flexibles à gaz.

** Données à fin de période.

*** Dont 20% des capacités brutes de Adani Green Energy Ltd, 50% des capacités brutes de Clearway Energy Group et 49% des capacités brutes de Casa dos Ventos.

La production nette d'électricité est en hausse de 18% sur un an, à 11,3 TWh, liée à la croissance de la production à partir de sources renouvelables et l'acquisition de capacités flexibles à gaz au Royaume-Uni et aux Etats-Unis en 2024.

La capacité brute installée de génération électrique renouvelable atteint 27,8 GW à la fin du premier trimestre 2025, en croissance de 18% sur un an, soit 4,3 GW supplémentaires.

4.3.2 Résultats

En millions de dollars	1T25	4T24	1T25 vs 4T24	1T24	1T25 vs 1T24
Résultat opérationnel net ajusté	506	575	-12%	611	-17%
Quote-part du résultat net ajusté des sociétés mises en équivalence	44	(25)	ns	(39)	ns
Investissements organiques ⁽¹⁾	645	109	x5,9	943	-32%
Acquisitions nettes de cessions ⁽¹⁾	238	(662)	ns	735	-68%
Investissements nets ⁽¹⁾	883	(553)	ns	1 678	-47%
Marge brute d'autofinancement (CFFO) ⁽¹⁾	597	604	-1%	692	-14%
Flux de trésorerie d'exploitation	(399)	1 201	ns	(249)	ns

Le résultat opérationnel net ajusté du secteur Integrated Power s'est établi à 506 M\$ au premier trimestre 2025, en baisse de 12% sur le trimestre, en l'absence de résultat de *farm-downs* ce trimestre.

La marge brute d'autofinancement (CFFO) du secteur Integrated Power s'est établie à 597 M\$, stable sur le trimestre et en ligne avec la *guidance* annuelle.

4.4 Aval (Raffinage-Chimie et Marketing & Services)

4.4.1 Résultats

En millions de dollars	1T25	4T24	1T25 vs 4T24	1T24	1T25 vs 1T24
Résultat opérationnel net ajusté	541	680	-20%	1 217	-56%
Investissements organiques ⁽¹⁾	386	1 013	-62%	520	-26%
Acquisitions nettes de cessions ⁽¹⁾	(75)	(172)	ns	(1 258)	ns
Investissements nets ⁽¹⁾	311	841	-63%	(738)	ns
Marge brute d'autofinancement (CFFO) ⁽¹⁾	1 117	1 356	-18%	1 770	-37%
Flux de trésorerie d'exploitation	(1 415)	4 610	ns	(2 237)	ns

4.5 Raffinage-Chimie

4.5.1 Volumes raffinés, production de produits pétrochimiques et taux d'utilisation

Volumes raffinés et taux d'utilisation	1T25	4T24	1T25 vs 4T24	1T24	1T25 vs 1T24
Total volumes raffinés (kb/j)	1 549	1 432	+8%	1 424	+9%
France	435	424	+3%	382	+14%
Reste de l'Europe	627	541	+16%	618	+1%
Reste du monde	487	467	+4%	424	+15%
Taux d'utilisation sur bruts traités*	87%	82%		79%	

* Sur la base de la capacité de distillation en début d'année, hors la raffinerie africaine SIR (cédée) à partir du 3ème trimestre 2024 et la raffinerie africaine Natref (cédée) au cours du 4ème trimestre 2024.

Production de produits pétrochimiques et taux d'utilisation	1T25	4T24	1T25 vs 4T24	1T24	1T25 vs 1T24
Monomères* (kt)	1 250	1 233	+1%	1 287	-3%
Polymères (kt)	1 173	1 080	+9%	1 076	+9%
Taux d'utilisation des vapocraqueurs **	78%	79%		73%	

* Oléfines.

** Sur la base de la production d'oléfines issue des vapocraqueurs et de leurs capacités de production en début d'année, hors Lavera (cédé) à partir du 2ème trimestre 2024.

Les volumes raffinés sont en hausse de 8% sur le trimestre, notamment grâce au redémarrage de la raffinerie de Leuna en Allemagne à la suite d'un arrêt planifié, portant le taux d'utilisation à 87% sur le trimestre.

4.5.2 Résultats

En millions de dollars, sauf l'ERM	1T25	4T24	1T25 vs 4T24	1T24	1T25 vs 1T24
Indicateur de marge de raffinage européen (ERM) (\$/t) *	29,4	25,9	+14%	71,7	-59%
Résultat opérationnel net ajusté	301	318	-5%	962	-69%
Investissements organiques ⁽¹⁾	236	581	-59%	419	-44%
Acquisitions nettes de cessions ⁽¹⁾	-	(92)	-100%	(20)	-100%
Investissements nets ⁽¹⁾	236	489	-52%	399	-41%
Marge brute d'autofinancement (CFFO) ⁽¹⁾	633	822	-23%	1 291	-51%
Flux de trésorerie d'exploitation	(1 983)	3 832	ns	(2 129)	ns

* Cet indicateur de marché pour le raffinage européen, calculé sur la base de prix de marché publics (\$/t), utilise un panier de pétroles bruts, des rendements en produits pétroliers et des coûts variables représentatifs de l'outil de raffinage européen de TotalEnergies. Ne prend pas en compte les activités de négoce de pétrole.

Le résultat opérationnel net ajusté s'établit à 301 M\$ sur le trimestre, en retrait de 5%, reflétant de faibles marges de raffinage, une dégradation des marges de pétrochimie et des biocarburants en Europe ainsi que des difficultés opérationnelles sur les raffineries de Donges et Port Arthur.

La marge brute d'autofinancement (CFFO) s'établit à 633 M\$ sur le trimestre, en baisse de 23% par rapport au trimestre précédent qui avait bénéficié de dividendes de certaines sociétés mises en équivalence.

4.6 Marketing & Services

4.6.1 Ventes de produits pétroliers

Ventes en kb/j*	1T25	4T24	1T25 vs 4T24	1T24	1T25 vs 1T24
Total des ventes du Marketing & Services	1 266	1 312	-4%	1 312	-4%
Europe	714	724	-1%	715	-
Reste du monde	551	587	-6%	597	-8%

* Hors négoce international (trading) et ventes massives Raffinage.

Les ventes de produits pétroliers sont en recul de 4% sur le trimestre du fait de la saisonnalité des marchés du transport.

4.6.2 Résultats

En millions de dollars	1T25	4T24	1T25 vs 4T24	1T24	1T25 vs 1T24
Résultat opérationnel net ajusté	240	362	-34%	255	-6%
Investissements organiques ⁽¹⁾	150	432	-65%	101	+49%
Acquisitions nettes de cessions ⁽¹⁾	(75)	(80)	ns	(1 238)	ns
Investissements nets ⁽¹⁾	75	352	-79%	(1 137)	ns
Marge brute d'autofinancement (CFFO) ⁽¹⁾	484	534	-9%	479	+1%
Flux de trésorerie d'exploitation	568	778	-27%	(108)	ns

Le résultat opérationnel net ajusté du secteur Marketing & Services s'élève à 240 M\$ au premier trimestre 2025, en baisse de 6% sur un an, en lien avec la baisse des volumes.

La marge brute d'autofinancement (CFFO) s'établit à 484 M\$ en légère hausse sur un an, la bonne performance des activités lubrifiants compensant la baisse des volumes.

5. Résultats de TotalEnergies

5.1 Résultat opérationnel net ajusté des secteurs

Le résultat opérationnel net ajusté des secteurs atteint 4 792 M\$ au premier trimestre 2025 comparé à 5 600 M\$ au premier trimestre 2024, principalement en raison de la baisse des prix du pétrole et des marges de raffinage, partiellement compensées par la hausse de la production d'hydrocarbures et des prix du gaz.

5.2 Résultat net ajusté ⁽¹⁾ (part TotalEnergies)

Le résultat net ajusté part TotalEnergies s'établit à 4 192 M\$ au premier trimestre 2025 contre 5 112 M\$ au premier trimestre 2024, pour les mêmes raisons.

Le résultat net ajusté exclut l'effet de stock après impôt, les éléments non-récurrents et les effets des variations de juste valeur.

Les éléments d'ajustement du résultat net représentent un montant de -0,3 G\$ au premier trimestre 2025, constitués principalement de :

- -0,2 G\$ d'effets de variation de juste valeur et de variation de stocks,
- -0,1 G\$ d'éléments non récurrents principalement liés aux impacts de l'Energy Profit Levy au Royaume-Uni.

Le taux moyen d'imposition de TotalEnergies est stable à 41,4% au premier trimestre 2025 contre 41,3% au quatrième trimestre 2024.

5.3 Résultat net ajusté (part TotalEnergies) par action

Le résultat net ajusté dilué par action s'est établi à 1,83 \$ au premier trimestre 2025, calculé sur la base d'un nombre moyen pondéré dilué d'actions de 2 246 millions, contre 1,90 \$ au quatrième trimestre 2024.

Au 31 mars 2025, le nombre d'actions dilué était de 2 242 millions.

TotalEnergies a procédé au rachat* de 33,3 millions d'actions au premier trimestre 2025, pour un montant de 2 G\$.

5.4 Acquisitions - cessions

Les acquisitions ont représenté 836 M\$ au premier trimestre 2025, notamment liés à :

- l'acquisition d'une participation supplémentaire de 10% dans le champ de Moho au Congo,
- l'acquisition de SN Power, développeur de projets d'hydroélectricité en Afrique,
- l'acquisition du projet solaire Big Sky Solar au Canada.

Les cessions ont représenté 416 M\$ au premier trimestre 2025, notamment liés à :

- la cession de participations dans les permis de Nkossa et Nsoko II au Congo,
- la finalisation de la cession des activités de distribution de carburants au Brésil.

5.5 Cash-flow net ⁽¹⁾

Le cash-flow net de TotalEnergies ressort à 2 071 M\$ au premier trimestre 2025 contre 3 288 M\$ le trimestre précédent, compte tenu de la baisse de 159 M\$ de la marge brute d'autofinancement (CFFO) et de la hausse de 1 058 M\$ des investissements nets au premier trimestre 2025 pour atteindre 4 921 M\$.

Le flux de trésorerie d'exploitation est de 2 563 M\$ au premier trimestre 2025, pour une marge brute d'autofinancement (CFFO) de 6 992 M\$, impacté par une augmentation du besoin en fonds de roulement de 4,4 G\$ principalement liée à :

- 1 G\$ de retournement d'éléments exceptionnels qui avaient réduit le besoin en fonds de roulement au quatrième trimestre 2024,
- un effet saisonnier de 2 G\$, lié à l'activité de fourniture de gaz et électricité en Europe et à des paiements d'avances étant intervenus au premier trimestre de l'année,
- un effet de 1 G\$ lié à l'évolution de l'activité (hausse des stocks et des ventes en fin de trimestre).

* Ces rachats d'actions incluent les rachats couvrant les plans d'attribution d'actions aux employés.

5.6 Rentabilité

La rentabilité des capitaux propres s'est établie à 15,1% sur la période du 1^{er} avril 2024 au 31 mars 2025.

En millions de dollars	Période du 1er avril 2024 au 31 mars 2025	Période du 1er janvier 2024 au 31 décembre 2024	Période du 1er avril 2023 au 31 mars 2024
Résultat net ajusté (part TotalEnergies) ⁽¹⁾	17 636	18 586	22 047
Capitaux propres retraités moyens	116 758	117 835	115 835
Rentabilité des capitaux propres (ROE)	15,1%	15,8%	19,0%

La rentabilité des capitaux employés moyens⁽¹⁾ s'est établie à 13,2% sur la période du 1^{er} avril 2024 au 31 mars 2025.

En millions de dollars	Période du 1er avril 2024 au 31 mars 2025	Période du 1er janvier 2024 au 31 décembre 2024	Période du 1er avril 2023 au 31 mars 2024
Résultat opérationnel net ajusté ⁽¹⁾	19 125	19 974	23 278
Capitaux Employés moyens ⁽¹⁾	144 629	135 174	140 662
ROACE ⁽¹⁾	13,2%	14,8%	16,5%

6. Comptes sociaux de TotalEnergies SE

Le résultat de TotalEnergies SE, société mère, s'établit à 3 726 millions d'euros au premier trimestre 2025, contre 3 410 millions d'euros au premier trimestre 2024.

7. Sensibilités sur l'année 2025 ⁽¹⁶⁾

	Variation	Impact estimé sur le résultat opérationnel net ajusté	Impact estimé sur la marge brute d'autofinancement
Dollar	+/- 0,1 \$ par €	-/+ 0,1 G\$	~0 G\$
Prix moyen de vente liquides ⁽¹⁷⁾	+/- 10 \$/b	+/- 2,3 G\$	+/- 2,8 G\$
Prix du gaz européen - TTF	+/- 2 \$/Mbtu	+/- 0,4 G\$	+/- 0,4 G\$
Indicateur de marge de raffinage européen (ERM)	+/- 10 \$/t	+/- 0,4 G\$	+/- 0,5 G\$

(16) Sensibilités mises à jour une fois par an, à l'occasion de la publication des résultats du 4^{ème} trimestre de l'année précédente. Les sensibilités indiquées sont des estimations préparées sur la base de la vision actuelle de TotalEnergies de son portefeuille 2025. Les résultats réels peuvent varier significativement des estimations qui résulteraient de l'application de ces sensibilités. L'impact de la sensibilité \$/€ sur le résultat opérationnel net ajusté est attribuable pour l'essentiel au Raffinage-Chimie.

(17) Environnement Brent à 70-80 \$/b.

8. Perspectives

Dans un contexte d'incertitudes géopolitiques et macro-économiques à la suite de la mise en place de tarifs douaniers par les Etats-Unis, les perspectives de l'évolution de la demande de pétrole sur l'année 2025 sont en baisse alors que les pays de l'OPEP+ ont indiqué vouloir poursuivre la trajectoire de remise sur le marché de certaines réductions volontaires de production au deuxième trimestre 2025. En conséquence, les marchés du pétrole demeurent volatils entre 60 et 70 \$/b et les marges de raffinage et pétrochimiques devraient rester déprimées.

Les prix du gaz européens sur les marchés *forward* demeurent soutenus au deuxième trimestre 2025, dans un contexte de reconstitution des stocks en Europe. Compte tenu de l'évolution des prix du pétrole et du gaz ces derniers mois et de l'effet de décalage sur les formules de prix, TotalEnergies anticipe un prix moyen de vente du GNL de 9 à 9,5 \$/Mbtu au deuxième trimestre 2025.

La production d'hydrocarbures au deuxième trimestre 2025 sera impactée par des maintenances planifiées plus importantes qu'au premier trimestre 2025 (50 kbep/j) et qu'au deuxième trimestre 2024. En conséquence la production du deuxième trimestre est attendue en croissance de 2% à 3% sur un an. Compte tenu de la croissance proche de 4% au premier trimestre, l'objectif de croissance de la production de plus de 3% en 2025 par rapport à 2024 est confirmé.

Pour 2025, TotalEnergies confirme sa *guidance* d'investissements nets de 17 à 17,5 G\$, dont 4,5 G\$ dédiés aux énergies bas-carbone, l'essentiel à Integrated Power.

* * * *

Pour écouter en direct la présentation en anglais de Patrick Pouyanné, Président-directeur général, et de Jean-Pierre Sbraire, Directeur Financier, qui se tient ce jour à 13h00 (heure de Paris) avec les analystes financiers, vous pouvez consulter les informations fournies sur le site de la Compagnie totalenergies.com ou composer le +33 (0) 1 70 91 87 04, +44 (0) 12 1281 8004 ou +1 718 705 8796. L'enregistrement de cette conférence sera disponible sur le site de la Compagnie totalenergies.com à l'issue de l'événement.

* * * *

Contacts TotalEnergies

Relations Médias : +33 (0)1 47 44 46 99 | presse@totalenergies.com | [@TotalEnergiesPR](https://twitter.com/TotalEnergiesPR)
Relations Investisseurs : +33 (0)1 47 44 46 46 | ir@totalenergies.com

9. Principales données opérationnelles des secteurs

9.1 Production de la Compagnie (Exploration-Production + Integrated LNG)

Production combinée liquides/gaz par zone géographique (kbep/j)	1T25	4T24	1T25 vs 4T24	1T24	1T25 vs 1T24
Europe	571	589	-3%	570	-
Afrique	424	437	-3%	463	-8%
Moyen-Orient et Afrique du Nord	849	790	+7%	815	+4%
Amériques	424	401	+6%	352	+21%
Asie Pacifique	290	210	+38%	261	+11%
Production totale	2 558	2 427	+5%	2 461	+4%
dont filiales mises en équivalence	390	369	+6%	346	+13%

Production de liquides par zone géographique (kb/j)	1T25	4T24	1T25 vs 4T24	1T24	1T25 vs 1T24
Europe	216	228	-6%	224	-4%
Afrique	312	318	-2%	331	-6%
Moyen-Orient et Afrique du Nord	680	627	+8%	652	+4%
Amériques	202	193	+5%	171	+18%
Asie Pacifique	106	79	+35%	104	+1%
Production totale	1 516	1 445	+5%	1 482	+2%
dont filiales mises en équivalence	163	151	+8%	154	+6%

Production de gaz par zone géographique (Mpc/j)	1T25	4T24	1T25 vs 4T24	1T24	1T25 vs 1T24
Europe	1 920	1 951	-2%	1 869	+3%
Afrique	567	620	-9%	648	-13%
Moyen-Orient et Afrique du Nord	920	889	+3%	896	+3%
Amériques	1 237	1 154	+7%	1 003	+23%
Asie Pacifique	1 011	709	+43%	833	+21%
Production totale	5 655	5 323	+6%	5 249	+8%
dont filiales mises en équivalence	1 237	1 181	+5%	1 043	+19%

9.2 Aval (Raffinage-Chimie et Marketing & Services)

Ventes de produits raffinés par zone géographique (kb/j)	1T25	4T24	1T25 vs 4T24	1T24	1T25 vs 1T24
Europe	1 677	1 820	-8%	1 774	-5%
Afrique	618	614	+1%	591	+4%
Amériques	1 073	970	+11%	1 033	+4%
Reste du monde	945	975	-3%	711	+33%
Total des ventes	4 313	4 380	-2%	4 109	+5%
dont ventes massives raffinage	344	343	-	401	-14%
dont négoce international	2 703	2 725	-1%	2 397	+13%

Production de produits pétrochimiques* (kt)	1T25	4T24	1T25 vs 4T24	1T24	1T25 vs 1T24
Europe	984	875	+12%	990	-1%
Amériques	694	701	-1%	645	+8%
Moyen-Orient et Asie	745	737	+1%	727	+2%

* Oléfines, polymères.

9.3 Integrated Power

9.3.1 Production nette d'électricité

Production nette d'électricité (TWh)	1T25						4T24					
	Solaire	Eolien terrestre	Eolien en mer	Gaz	Autres	Total	Solaire	Eolien terrestre	Eolien en mer	Gaz	Autres	Total
France	0,1	0,2	-	1,9	0,0	2,2	0,2	0,3	-	1,4	0,0	1,9
Reste de l'Europe	0,1	0,6	0,3	1,6	0,1	2,6	0,1	0,6	0,4	2,1	0,0	3,2
Afrique	0,0	-	-	-	0,0	0,1	0,0	0,0	-	-	-	0,0
Moyen Orient	0,2	-	-	0,2	-	0,4	0,2	-	-	0,2	-	0,4
Amérique du Nord	0,7	0,5	-	0,9	-	2,1	0,9	0,5	-	1,1	-	2,5
Amérique du Sud	0,2	0,8	-	-	-	0,9	0,1	0,9	-	-	-	1,1
Inde	2,2	0,3	-	-	-	2,5	1,6	0,2	-	-	-	1,9
Asie Pacifique	0,3	0,0	0,2	-	-	0,5	0,3	0,0	0,2	-	-	0,4
Total	3,8	2,4	0,5	4,5	0,1	11,3	3,4	2,5	0,6	4,9	0,1	11,4

9.3.2 Capacités nettes installées de génération électrique

Capacités nettes installées de génération électrique (GW) ⁽¹⁸⁾	1T25						4T24					
	Solaire	Eolien terrestre	Eolien en mer	Gaz	Autres	Total	Solaire	Eolien terrestre	Eolien en mer	Gaz	Autres	Total
France	0,8	0,4	-	2,7	0,2	4,0	0,7	0,4	-	2,6	0,2	4,0
Reste de l'Europe	0,6	1,0	0,3	2,1	0,2	4,1	0,6	0,9	0,3	2,1	0,2	4,0
Afrique	0,0	-	-	-	0,1	0,1	0,0	-	-	-	-	0,0
Moyen Orient	0,4	-	-	0,3	-	0,8	0,4	-	-	0,3	-	0,8
Amérique du Nord	2,5	0,8	-	1,5	0,3	5,1	2,3	0,8	-	1,5	0,3	4,9
Amérique du Sud	0,4	0,9	-	-	-	1,3	0,4	0,9	-	-	-	1,3
Inde	5,5	0,6	-	-	-	6,1	4,8	0,6	-	-	-	5,3
Asie Pacifique	1,1	0,0	0,2	-	-	1,3	1,1	0,0	0,2	-	-	1,3
Total	11,2	3,8	0,5	6,5	0,7	22,7	10,3	3,6	0,5	6,5	0,6	21,5

⁽¹⁸⁾ Données à fin de période.

9.3.3 Capacités brutes de génération électrique renouvelable

Capacités brutes installées de génération électrique renouvelable (GW) ^{(19),(20)}	1T25					4T24				
	Solaire	Eolien terrestre	Eolien en mer	Autres	Total	Solaire	Eolien terrestre	Eolien en mer	Autres	Total
France	1,2	0,7	-	0,2	2,1	1,2	0,7	-	0,2	2,1
Reste de l'Europe	0,6	1,3	1,1	0,3	3,2	0,6	1,1	1,1	0,3	3,1
Afrique	0,1	-	-	0,3	0,4	0,1	-	-	0,0	0,1
Moyen Orient	1,2	-	-	-	1,2	1,2	-	-	-	1,2
Amérique du Nord	5,6	2,2	-	0,7	8,4	5,4	2,2	-	0,7	8,2
Amérique du Sud	0,4	1,4	-	-	1,8	0,4	1,3	-	-	1,7
Inde	7,7	0,6	-	-	8,4	6,7	0,6	-	-	7,3
Asie Pacifique	1,7	0,0	0,6	0,0	2,3	1,6	0,0	0,6	0,0	2,2
Total	18,4	6,2	1,8	1,4	27,8	17,2	6,0	1,7	1,1	26,0

Capacités brutes en construction de génération électrique renouvelable (GW) ^{(19),(20)}	1T25					4T24				
	Solaire	Eolien terrestre	Eolien en mer	Autres	Total	Solaire	Eolien terrestre	Eolien en mer	Autres	Total
France	0,3	0,0	0,0	0,0	0,3	0,3	0,0	0,0	0,0	0,3
Reste de l'Europe	0,5	0,1	0,8	0,3	1,8	0,5	0,2	0,8	0,0	1,4
Afrique	0,4	0,1	-	0,1	0,7	0,4	0,1	-	0,1	0,6
Moyen Orient	1,5	0,2	-	-	1,7	0,1	-	-	-	0,1
Amérique du Nord	1,3	0,0	-	0,5	1,9	1,2	0,0	-	0,5	1,8
Amérique du Sud	0,4	0,5	-	0,2	1,1	0,4	0,6	-	0,2	1,2
Inde	2,2	0,0	-	-	2,2	3,2	-	-	-	3,2
Asie Pacifique	0,1	-	-	-	0,1	0,1	-	0,1	-	0,1
Total	6,7	1,1	0,8	1,2	9,9	6,2	1,0	0,8	0,9	8,9

Capacités brutes en développement de génération électrique renouvelable (GW) ^{(19),(20)}	1T25					4T24				
	Solaire	Eolien terrestre	Eolien en mer	Autres	Total	Solaire	Eolien terrestre	Eolien en mer	Autres	Total
France	0,9	0,3	-	0,1	1,3	0,9	0,5	-	0,1	1,5
Reste de l'Europe	4,6	0,6	13,3	2,5	20,9	4,9	0,7	13,3	2,7	21,6
Afrique	0,5	0,2	-	-	0,7	0,6	0,2	-	-	0,8
Moyen Orient	0,8	-	-	-	0,8	2,3	0,2	-	-	2,6
Amérique du Nord	10,6	3,0	4,1	4,4	22,1	10,3	3,1	4,1	4,4	21,9
Amérique du Sud	1,7	1,4	-	0,0	3,1	1,6	1,1	-	0,0	2,8
Inde	2,3	0,1	-	-	2,4	2,3	0,1	-	-	2,5
Asie Pacifique	3,4	1,1	3,0	1,1	8,5	3,4	1,1	3,0	1,2	8,6
Total	24,8	6,6	20,4	8,1	59,8	26,5	7,1	20,4	8,3	62,3

⁽¹⁹⁾ Dont 20% des capacités brutes de Adani Green Energy Ltd, 50% des capacités brutes de Clearway Energy Group, et 49% des capacités brutes de Casa dos Ventos.

⁽²⁰⁾ Données à fin de période.

10. Indicateurs alternatifs de performance (Non-GAAP measures)

10.1 Éléments d'ajustement du résultat net (part TotalEnergies)

En millions de dollars	1T25	4T24	1T24
Résultat net (part TotalEnergies)	3 851	3 956	5 721
Eléments non-récurrents du résultat net (part TotalEnergies)	(108)	(413)	805
Plus ou moins value de cession	-	(25)	1 507
Charges de restructuration	-	(6)	-
Dépréciations et provisions exceptionnelles	-	(232)	(644)
Autres éléments	(108)	(150)	(58)
Effet de stock : écart FIFO / coût de remplacement, net d'impôt	(78)	216	124
Effet des variations de juste valeur	(155)	(253)	(320)
Total des éléments d'ajustement du résultat net (part TotalEnergies)	(341)	(450)	609
Résultat net ajusté (part TotalEnergies)	4 192	4 406	5 112

10.2 Réconciliation de l'EBITDA ajusté avec les états financiers consolidés

10.2.1 Tableau de passage du résultat net part TotalEnergies à l'EBITDA ajusté

En millions de dollars	1T25	4T24	1T25 vs 4T24	1T24	1T25 vs 1T24
Résultat net (part TotalEnergies)	3 851	3 956	-3%	5 721	-33%
Moins: éléments d'ajustement du résultat net (part TotalEnergies)	341	450	-24%	(609)	ns
Résultat net ajusté (part TotalEnergies)	4 192	4 406	-5%	5 112	-18%
<i>Éléments ajustés</i>					
Plus: intérêts ne conférant pas le contrôle	70	65	+8%	100	-30%
Plus: charge / (produit) d'impôt	2 705	2 872	-6%	2 991	-10%
Plus: amortissements et dépréciations des immobilisations corporelles et droits miniers	2 998	2 715	+10%	2 942	+2%
Plus: amortissements et dépréciations des immobilisations incorporelles	83	107	-22%	92	-10%
Plus: coût de l'endettement financier brut	725	786	-8%	708	+2%
Moins: produits et charges de trésorerie et d'équivalents de trésorerie	(269)	(422)	ns	(452)	ns
EBITDA Ajusté	10 504	10 529	-	11 493	-9%

10.2.2 Tableau de passage des produits des ventes à l'EBITDA ajusté et au résultat net part TotalEnergies

En millions de dollars	1T25	4T24	1T25 vs 4T24	1T24	1T25 vs 1T24
<i>Éléments ajustés</i>					
Produits des ventes	47 899	47 115	+2%	51 883	-8%
Achats, nets de variation de stocks	(30 563)	(30 305)	ns	(33 525)	ns
Autres charges d'exploitation	(7 542)	(7 094)	ns	(7 580)	ns
Charges d'exploration	(81)	(242)	ns	(88)	ns
Autres produits	247	280	-12%	240	+3%
Autres charges hors amortissements et dépréciations des immobilisations incorporelles	(216)	(34)	ns	(125)	ns
Autres produits financiers	294	296	-1%	282	+4%
Autres charges financières	(249)	(193)	ns	(215)	ns
Quote-part du résultat net des sociétés mises en équivalence	715	706	+1%	621	+15%
EBITDA Ajusté	10 504	10 529	-	11 493	-9%
<i>Éléments ajustés</i>					
Moins: amortissements et dépréciations des immobilisations corporelles et droits miniers	(2 998)	(2 715)	ns	(2 942)	ns
Moins: amortissements et dépréciations des immobilisations incorporelles	(83)	(107)	ns	(92)	ns
Moins: coût de l'endettement financier brut	(725)	(786)	ns	(708)	ns
Plus: produits et charges de trésorerie et d'équivalents de trésorerie	269	422	-36%	452	-40%
Moins: produit (charge) d'impôt	(2 705)	(2 872)	ns	(2 991)	ns
Moins: intérêts ne conférant pas le contrôle	(70)	(65)	ns	(100)	ns
Plus: éléments d'ajustements (part TotalEnergies)	(341)	(450)	ns	609	ns
Résultat net (part TotalEnergies)	3 851	3 956	-3%	5 721	-33%

10.3 Investissements – Désinvestissements (part TotalEnergies)

Tableau de passage des flux de trésorerie d'investissement aux investissements nets

En millions de dollars	1T25	4T24	1T25 vs 4T24	1T24	1T25 vs 1T24
Flux de trésorerie d'investissement (a)	4 805	3 745	28%	3 467	+39%
Autres opérations avec des intérêts ne conférant pas le contrôle (b)	-	-	ns	-	ns
Remboursement organique de prêts SME (c)	6	(2)	ns	3	+100%
Variation de dettes de projets renouvelables (d) *	-	(52)	-100%	-	ns
Capex liés aux contrats de location capitalisés (e)	108	152	-29%	103	+5%
Dépenses liées aux crédits carbone (f)	2	20	-90%	(1)	ns
Investissements nets (a + b + c + d + e + f = g - i + h)	4 921	3 863	27%	3 572	+38%
Dont acquisitions nettes de cessions (g - i)	420	24	x17,4	(500)	ns
Acquisitions (g)	836	1 233	-32%	1 074	-22%
Cessions (i)	416	1 209	-66%	1 574	-74%
Variation de dette de projets renouvelables quote-part partenaire et plus-value de cession	-	26	-100%	-	ns
Dont investissements organiques (h)	4 501	3 839	17%	4 072	+11%
Exploration capitalisée	111	122	-9%	145	-24%
Augmentation des prêts non courants	568	625	-9%	538	+6%
Remboursement des prêts non courants, hors remboursement organique de prêts SME	(103)	(619)	ns	(146)	ns
Variation de dettes de projets renouvelables quote-part TotalEnergies	-	(26)	-100%	-	ns

* Variation de dettes de projets renouvelables quote-part TotalEnergies et quote-part partenaires.

10.4 Cash-flow (part TotalEnergies)

Tableaux de passage du flux de trésorerie d'exploitation à la Marge brute d'autofinancement (CFFO), au DACF et au cash-flow net

En millions de dollars	1T25	4T24	1T25 vs 4T24	1T24	1T25 vs 1T24
Flux de trésorerie d'exploitation (a)	2 563	12 507	-80%	2 169	+18%
Diminution (augmentation) du besoin en fonds de roulement (b) *	(4 316)	5 072	ns	(6 121)	ns
Effet de stock (c)	(107)	282	ns	125	ns
Plus-value de cession de projets renouvelables (d)	-	-	ns	-	ns
Remboursement organique de prêts SME (e)	6	(2)	ns	3	+100%
Marge brute d'autofinancement (CFFO) (f = a - b - c + d + e)	6 992	7 151	-2%	8 168	-14%
Frais financiers	(284)	(247)	ns	(143)	ns
Marge brute d'autofinancement hors frais financiers (DACF)	7 276	7 398	-2%	8 311	-12%
Investissements organiques (g)	4 501	3 839	+17%	4 072	+11%
Cash flow après investissements organiques (f - g)	2 491	3 312	-25%	4 096	-39%
Investissements nets (h)	4 921	3 863	+27%	3 572	+38%
Cash flow net (f - h)	2 071	3 288	-37%	4 596	-55%

* La variation du besoin en fonds de roulement est présentée hors impact des contrats comptabilisés en juste valeur des secteurs Integrated LNG et Integrated Power.

10.5 Ratio d'endettement

En millions de dollars	31/03/2025	31/12/2024	31/03/2024
Dettes financières courantes *	10 983	7 929	16 068
Autres passifs financiers courants	897	664	481
Actifs financiers courants ***	(5 892)	(6 536)	(5 969)
Actifs et passifs financiers destinés à être cédés ou échangés *	41	33	(11)
Dettes financières non courantes *	37 862	35 711	30 452
Actifs financiers non courants *	(953)	(1 027)	(1 165)
Total trésorerie et équivalents de trésorerie	(22 837)	(25 844)	(25 640)
Dette nette (a)	20 101	10 930	14 216
Capitaux propres (part TotalEnergies)	117 956	117 858	118 409
Intérêts minoritaires (ne conférant pas le contrôle)	2 465	2 397	2 734
Capitaux propres (b)	120 421	120 255	121 143
Ratio d'endettement = a / (a + b)	14,3%	8,3%	10,5%
<i>Dette nette de location (c)</i>	<i>8 533</i>	<i>8 272</i>	<i>8 013</i>
<i>Ratio d'endettement y compris dette nette de location (a+c)/(a+b+c)</i>	<i>19,2%</i>	<i>13,8%</i>	<i>15,5%</i>

* Hors créances et dettes de location.

** Y compris appels de marges initiales (*initial margins*) versés dans le cadre des activités de la Compagnie sur les marchés organisés.

Le ratio d'endettement s'établit à 14,3% à fin mars 2025, compte tenu de l'effet saisonnier de la variation du besoin en fonds de roulement (3,4 G\$) et hors cet effet, le ratio d'endettement normalisé s'établit à 11%.

10.6 Rentabilité des capitaux employés moyens

En millions de dollars	Exploration- Production	Integrated LNG	Integrated Power	Raffinage- Chimie	Marketing & Services	Compagnie
Résultat opérationnel net ajusté	9 905	4 941	2 068	1 499	1 345	19 125
Capitaux employés au 31/03/2024	64 968	36 678	22 890	9 360	8 013	141 494
Capitaux employés au 31/03/2025	65 397	42 998	23 740	8 404	6 840	147 764
ROACE	15,2%	12,4%	8,9%	16,9%	18,1%	13,2%

GLOSSAIRE

Acquisitions nettes de cessions : indicateur alternatif de performance dont l'agrégat IFRS le plus proche est le flux de trésorerie d'investissement. Les Acquisitions nettes de cessions correspondent aux acquisitions moins les cessions (y compris les autres opérations avec des intérêts ne conférant pas le contrôle). Cet indicateur peut constituer un outil d'analyse utile tant pour les décideurs, les analystes que les actionnaires car il met en évidence l'allocation des flux de trésorerie utilisés pour accroître le portefeuille d'actifs de la Compagnie via des opportunités de croissance externe.

Capitaux Employés (CMO) : indicateur alternatif de performance. Ils sont calculés au coût de remplacement et font référence aux capitaux employés (bilan) moins l'effet de stock. Les capitaux employés (bilan) désignent la somme des éléments suivants : (i) Immobilisations corporelles, incorporelles (ii) sociétés mises en équivalence : titres et prêts (iii) autres actifs non courants, (iv) besoin en fonds de roulement qui est la somme des stocks nets, créances nettes, autres actifs courants, dettes fournisseurs, autres créditeurs et charges à payer (v) provisions et autres passifs non courants et (vi) actifs et passifs destinés à être cédés ou échangés. Les Capitaux Employés peuvent constituer un outil d'analyse utile pour les décideurs, les analystes et les actionnaires, en leur donnant un éclairage sur le montant des capitaux investis par la Compagnie ou par ses secteurs pour conduire ses opérations. Les Capitaux Employés sont utilisés pour calculer la Rentabilité des Capitaux Employés moyens (ROACE).

Cash-flow après Investissements Organiques : indicateur alternatif de performance dont l'agrégat IFRS le plus proche est le flux de trésorerie d'exploitation. Le cash-flow après Investissements Organiques correspond à la Marge Brute d'Autofinancement (CFFO) moins les Investissements Organiques. Les Investissements Organiques correspondent aux Investissements Nets, hors acquisitions, cessions et autres opérations avec des intérêts ne conférant pas le contrôle. Cet indicateur peut constituer un outil d'analyse utile pour les décideurs, les analystes et les actionnaires car il représente les flux de trésorerie d'exploitation générés par l'entreprise après l'allocation de trésorerie pour les Investissements Organiques.

Cash-flow net (ou *free cash-flow*) : indicateur alternatif de performance dont l'agrégat IFRS le plus proche est le flux de trésorerie d'exploitation. Le cash-flow net correspond à la Marge Brute d'Autofinancement (CFFO) moins les Investissements Nets. Le cash-flow net peut constituer un outil d'analyse utile tant pour les décideurs, les analystes que pour les actionnaires car il représente les flux de trésorerie générés par les opérations de la Compagnie après l'allocation de trésorerie pour les Investissements Organiques et les Acquisitions nettes de cessions (acquisitions - cessions - autres opérations avec des intérêts ne conférant pas le contrôle). Cet indicateur de performance correspond aux flux de trésorerie disponibles pour rembourser la dette et affecter de la trésorerie à la distribution de dividendes aux actionnaires ou au rachat d'actions.

DACF (*Debt Adjusted Cash-Flow*) : indicateur alternatif de performance dont l'agrégat IFRS le plus proche est le flux de trésorerie d'exploitation. Le DACF est défini comme la Marge Brute d'Autofinancement (CFFO) hors frais financiers. Cet indicateur peut constituer un outil d'analyse utile tant pour les décideurs, les analystes que les actionnaires car il correspond aux fonds théoriquement disponibles dont dispose la Compagnie pour les investissements, le remboursement de la dette et les distributions aux actionnaires, et facilite ainsi la comparaison des résultats d'exploitation de la Compagnie avec ceux d'autres entreprises, indépendamment de leur structure de capital et de leurs besoins en fonds de roulement.

EBITDA (*Earnings Before Interest, Tax, Depreciation and Amortization* ou bénéfice avant intérêts, impôts, dépréciation et amortissement) ajusté : indicateur alternatif de performance dont l'agrégat IFRS le plus proche est le Résultat Net. Il correspond au résultat ajusté avant amortissement et dépréciations des immobilisations incorporelles, corporelles et des droits miniers, charge d'impôt et coût de la dette nette, soit l'ensemble des produits et charges opérationnels et quote-part du résultat des sociétés mises en équivalence. Cet indicateur peut constituer un outil d'analyse utile pour les décideurs, les analystes et les actionnaires pour mesurer et comparer la rentabilité de la Compagnie avec celle des entreprises de services publics (secteur de l'énergie).

Investissements nets : indicateur alternatif de performance dont l'agrégat IFRS le plus proche est le flux de trésorerie d'investissement. Les Investissements Nets incluent le flux de trésorerie d'investissement, les opérations avec des intérêts ne conférant pas le contrôle, la variation de la dette liée au financement de projets renouvelables, les dépenses liées aux crédits carbone et les investissements liés aux contrats de location capitalisés et excluent le remboursement organique des prêts des sociétés mises en équivalence. Cet indicateur peut constituer un outil d'analyse utile pour les décideurs, les analystes et les actionnaires pour mettre en évidence la trésorerie affectée aux opportunités de croissance, tant internes qu'externes, montrant ainsi, lorsqu'il est combiné avec le tableau des flux de trésorerie de la Compagnie préparé selon les IFRS, comment la trésorerie est générée et allouée au sein de l'organisation. Les Investissements Nets sont la somme des Investissements Organiques et des Acquisitions nettes de cessions tous deux définis dans le Glossaire.

Investissements organiques : indicateur alternatif de performance dont l'agrégat IFRS le plus proche est le flux de trésorerie d'investissement. Les Investissements Organiques désignent les Investissements Nets, hors acquisitions, cessions et autres opérations avec des intérêts ne conférant pas le contrôle. Les Investissements Organiques peuvent constituer un outil d'analyse utile pour les décideurs, les analystes et les actionnaires car ils mettent en évidence les flux de trésorerie utilisés par la Compagnie pour accroître son portefeuille d'actifs, hors sources de croissance externe.

Marge Brute d'Autofinancement ou *Cash-Flow From Operations excluding working capital (CFFO)* : indicateur alternatif de performance dont l'agrégat IFRS le plus proche est le flux de trésorerie d'exploitation. La Marge Brute d'Autofinancement se définit comme le flux de trésorerie d'exploitation avant variation du besoin en fonds de roulement au coût de remplacement, hors impact des contrats compatibles en juste valeur des secteurs Integrated LNG et Integrated Power, et y compris les plus-values de cession de projets renouvelables et les remboursements de prêts organiques des sociétés mises en équivalence.

Cet indicateur peut constituer un outil d'analyse utile pour les décideurs, les analystes et les actionnaires pour les aider à comprendre l'évolution de la marge brute d'autofinancement au fil des périodes sur une base cohérente en comparaison avec la performance des pairs. La combinaison de cet indicateur de performance et des résultats de la Compagnie préparés conformément aux IFRS permet une compréhension plus complète des facteurs et des tendances affectant les activités et les performances de la Compagnie. Cet indicateur de performance est utilisé par la Compagnie comme base pour l'allocation de ses flux de trésorerie et notamment pour déterminer la part des cash-flows affectée aux distributions aux actionnaires.

Périmètre opéré : activités, sites et actifs industriels dont TotalEnergies SE ou l'une de ses filiales a le contrôle opérationnel, c'est-à-dire à la responsabilité de la conduite des opérations pour le compte de l'ensemble des partenaires. Sur le périmètre opéré, les indicateurs sont reportés à 100%, quelle que soit la part patrimoniale détenue par la Compagnie dans l'actif.

Périmètre ESRS : les émissions de GES du périmètre ESRS correspondent aux émissions à 100 % des sites opérés auxquelles s'ajoutent les émissions en part patrimoniale des actifs non opérés et consolidés financièrement hors sociétés mises en équivalence.

Ratio d'endettement : indicateur alternatif de performance dont l'agrégat IFRS le plus proche est le ratio entre le total des dettes financières et le total des capitaux propres. Le ratio d'endettement est un ratio entre la dette nette et les capitaux propres, qui est calculé de la façon suivante : dette nette hors contrat de location / (capitaux propres + dette nette hors contrat de location). Cet indicateur peut constituer un outil d'analyse utile pour les décideurs, les analystes et les actionnaires pour évaluer la solidité financière du bilan de la Compagnie.

Ratio d'endettement normalisé : indicateur défini comme le ratio d'endettement excluant l'impact de la variation d'éléments saisonniers, notamment sur le besoin en fonds de roulement.

Résultat net ajusté (part TotalEnergies) : indicateur alternatif de performance dont l'agrégat IFRS le plus proche est le Résultat Net (part TotalEnergies). Le Résultat Net Ajusté (part TotalEnergies) se définit comme le Résultat Net (part TotalEnergies) moins les éléments d'ajustement sur le Résultat Net (part TotalEnergies). Les éléments d'ajustement sont l'effet de stock, l'effet des variations de juste valeur et les éléments non récurrents. Cet indicateur peut constituer un outil d'analyse utile pour les décideurs, les analystes et les actionnaires pour faciliter l'analyse de la performance opérationnelle de la Compagnie en supprimant l'impact des résultats non opérationnels et des éléments non récurrents.

Résultat opérationnel net ajusté : indicateur alternatif de performance dont l'agrégat IFRS le plus proche est le Résultat Net. Le Résultat Opérationnel Net Ajusté correspond au Résultat Net avant coût net de la dette nette c'est-à-dire le coût de la dette nette retraité de l'impact de l'impôt, moins les éléments d'ajustement. Les éléments d'ajustement sont l'effet de stock, l'effet des variations de juste valeur et les éléments non récurrents. Le résultat opérationnel net ajusté peut constituer un outil d'analyse utile pour les décideurs, les analystes et les actionnaires pour faciliter l'analyse de la performance opérationnelle de la Compagnie en supprimant l'impact des résultats non opérationnels et des éléments non récurrents. Il est utilisé pour évaluer la Rentabilité des Capitaux Employés Moyens (ROACE) comme expliqué ci-dessous.

Retour à l'actionnaire (Pay-out) : indicateur alternatif de performance. Il se définit comme le ratio entre les dividendes et les rachats d'actions destinées à être annulées rapporté à la Marge Brute d'Autofinancement. Cet indicateur peut constituer un outil d'analyse utile pour les décideurs, les analystes et les actionnaires car il indique la part de la Marge Brute d'Autofinancement distribuée à l'actionnaire.

Return on Average Capital Employed (ROACE) ou Rentabilité des Capitaux Employés moyens : indicateur alternatif de performance. Il se définit comme le rapport entre le Résultat Opérationnel Net Ajusté et les Capitaux Employés moyens au coût de remplacement entre le début et la fin de la période. Cet indicateur peut constituer un outil d'analyse utile pour les décideurs, les analystes et les actionnaires pour mesurer la rentabilité des Capitaux Employés moyens par la Compagnie dans le cadre de ses opérations et est utilisé par la Compagnie pour comparer sa performance en interne et en externe avec celle de ses pairs.

Avertissement :

Les termes « TotalEnergies », « compagnie TotalEnergies » et « Compagnie » qui figurent dans ce document sont utilisés pour désigner TotalEnergies SE et les entités consolidées que TotalEnergies SE contrôle directement ou indirectement. De même, les termes « nous », « nos », « notre » peuvent également être utilisés pour faire référence à ces entités ou à leurs collaborateurs. Les entités dans lesquelles TotalEnergies SE détient directement ou indirectement une participation sont des personnes morales distinctes et autonomes. Ce communiqué de presse présente les résultats du premier trimestre 2025, issus des comptes consolidés de TotalEnergies SE au 31 mars 2025 (non audités). Les procédures d'examen limité par les Commissaires aux Comptes sont en cours. L'annexe au comptes consolidés (non audités) sont disponibles sur le site totalenergies.com.

Ce document peut contenir des déclarations prospectives (incluant des *forward-looking statements* au sens du *Private Securities Litigation Reform Act of 1995*), concernant notamment la situation financière, les résultats d'opérations, les activités et la stratégie de TotalEnergies. Il peut notamment contenir des indications sur les perspectives, objectifs, axes de progrès et ambitions de TotalEnergies y compris en matière climatique et de neutralité carbone (zéro émission nette). Une ambition exprime une volonté de TotalEnergies, étant précisé que les moyens à mettre en œuvre ne dépendent pas que de TotalEnergies. Ces déclarations prospectives peuvent être généralement identifiées par l'utilisation du futur, du conditionnel ou de termes à caractère prospectif tels que « sera », « devrait », « pourrait », « serait », « peut », « pourrait », « vraisemblablement », « envisager », « avoir l'intention », « anticiper », « croire », « estimer », « planifier », « prévoir », « penser », « engager », « avoir pour objectif », « avoir pour ambition » ou terminologie similaire. Les déclarations prospectives contenues dans ce document sont fondées sur des données, hypothèses économiques et estimations formulées dans un contexte économique, concurrentiel et réglementaire donné et considérées comme raisonnables par TotalEnergies à la date du présent document. Ces déclarations prospectives ne sont pas des données historiques et ne doivent pas être interprétées comme des garanties que les perspectives, objectifs ou ambitions énoncés seront réalisés. Elles peuvent s'avérer inexactes dans le futur et sont susceptibles d'évoluer ou d'être modifiées avec un écart significatif entre les résultats réels et ceux envisagés, en raison des incertitudes liées notamment à l'environnement économique, financier, concurrentiel et réglementaire, ou en raison de la matérialisation de facteurs de risque tels que notamment les fluctuations des prix du pétrole brut et du gaz naturel, l'évolution de la demande et des prix des produits pétroliers, les variations des résultats de production et des estimations de réserves, la capacité à réaliser des réductions de coûts ou des gains d'efficacité sans perturber indûment les opérations, les évolutions légales et réglementaires y compris dans les domaines environnementaux et climatiques, la variation des taux de change, les innovations technologiques, les conditions et événements météorologiques, ainsi que les évolutions socio-démographiques, économiques et politiques, les changements des conditions de marché, les pertes de parts de marché et les modifications des préférences des consommateurs, ou encore les pandémies comme la pandémie COVID-19. De même, certaines informations financières reposent sur des estimations notamment lors de l'évaluation de la valeur recouvrable des actifs et des montants des éventuelles dépréciations d'actifs. Les lecteurs ne doivent pas considérer les déclarations prospectives comme des données exactes mais comme l'expression de point de vue de la Compagnie à la date de publication du présent document. TotalEnergies SE et ses filiales n'ont aucune obligation, ne prennent aucun engagement et déclinent toute responsabilité vis-à-vis des investisseurs ou toute autre partie prenante de mettre à jour ou de réviser, en particulier en raison d'informations nouvelles ou événements futurs, tout ou partie des déclarations, informations prospectives, tendances ou objectifs contenus dans ce document. Par ailleurs, la Compagnie ne vérifie pas et n'est pas tenue de vérifier les données provenant de tiers contenues dans ce documents ou utilisées pour les hypothèses, estimations ou plus généralement les données prospectives publiées dans ce document. Les informations concernant les facteurs de risque susceptibles d'avoir un effet défavorable significatif sur les activités de TotalEnergies, sa situation financière, y compris ses résultats opérationnels et ses flux de trésorerie, sa réputation, ses perspectives ou la valeur des instruments financiers émis par TotalEnergies sont par ailleurs décrits dans les versions les plus actualisées du Document d'enregistrement universel déposé par TotalEnergies SE auprès de l'Autorité des marchés financiers et du Form 20-F déposé par la Société auprès de la United States Securities and Exchange Commission (« SEC »). Enfin, les développements portant sur les questions relatives au changement climatique et d'autres questions environnementales ou sociales contenues dans ce document sont fondés sur divers référentiels et l'intérêt des diverses parties prenantes qui sont susceptibles d'évoluer indépendamment de notre volonté. En outre, nos disclosures sur ces questions, y compris celles liées au climat et d'autres questions environnementales ou sociales, peuvent inclure des informations qui ne sont pas nécessairement significatives ("material") au sens des lois américaines sur les valeurs mobilières pour les besoins des rapports de la SEC ou au sens des réglementations boursières applicables.

L'information financière sectorielle est présentée selon les principes identiques à ceux du reporting interne et reproduit l'information sectorielle interne définie pour gérer et mesurer les performances de TotalEnergies. En complément des indicateurs définis par les normes IFRS, certains indicateurs alternatifs de performance sont présentés, tels que notamment les indicateurs de performance excluant les éléments d'ajustement (résultat opérationnel ajusté, résultat opérationnel net ajusté, résultat net ajusté), la rentabilité des capitaux propres (ROE), la rentabilité des capitaux employés moyens (ROACE), le ratio d'endettement, la marge brute d'autofinancement (MBA), le taux de retour à l'actionnaire. Ces indicateurs sont destinés à faciliter l'analyse de la performance financière de TotalEnergies et la comparaison des résultats entre périodes. Ils permettent aux investisseurs de suivre les mesures utilisées en interne pour gérer et mesurer la performance de TotalEnergies.

Les éléments d'ajustement comprennent :

(i) les éléments non récurrents

En raison de leur caractère inhabituel ou particulièrement significatif, certaines transactions qualifiées « d'éléments non récurrents » sont exclues des informations par secteur d'activité. En général, les éléments non récurrents concernent des transactions qui sont significatives, peu fréquentes ou inhabituelles. Cependant, dans certains cas, des transactions telles que coûts de restructuration ou cessions d'actifs, qui ne sont pas considérées comme représentatives du cours normal de l'activité, peuvent être qualifiées d'éléments non récurrents, bien que des transactions similaires aient pu se produire au cours des exercices précédents, ou risquent de se reproduire lors des exercices futurs.

(ii) l'effet de stock

Conformément à IAS 2, TotalEnergies valorise ses stocks de produits pétroliers selon la méthode du FIFO (*First-in, First-out*) et celui des autres stocks selon la méthode PMP (Prix Moyen Pondéré). Selon la méthode FIFO, le stock est valorisé au coût historique d'acquisition ou de production plutôt qu'au coût de remplacement. En cas de volatilité des marchés de l'énergie, cette méthode de valorisation peut avoir un effet de distorsion important sur le résultat.

Par conséquent, les résultats ajustés des secteurs Raffinage-Chimie et Marketing & Services sont communiqués selon la méthode du coût de remplacement. Cette méthode est utilisée afin de mesurer la performance des secteurs et de faciliter la comparabilité de leurs résultats avec ceux des principaux concurrents de la Compagnie.

Dans la méthode du coût de remplacement, proche du LIFO (Last In, First Out), la variation de la valeur des stocks dans le compte de résultat est déterminée par référence au différentiel de prix fin de mois d'une période à l'autre ou par référence à des prix moyens de la période selon la nature des stocks concernés et non par référence à la valeur historique des stocks. L'effet de stock correspond à la différence entre les résultats calculés selon la méthode FIFO (First In, First Out) et les résultats selon la méthode du coût de remplacement.

(iii) l'effet des variations de juste valeur

L'effet des variations de juste valeur présenté en éléments d'ajustement correspond, pour les stocks du trading et les contrats de stockage, à des différences entre la mesure interne de la performance utilisée par le Comité exécutif de TotalEnergies et la comptabilisation de ces transactions selon les normes IFRS.

Les normes IFRS prévoient que les stocks de trading soient comptabilisés à leur juste valeur en utilisant les cours spot de fin de période. Afin de refléter au mieux la gestion par des transactions dérivées de l'exposition économique liée à ces stocks, les indicateurs internes de mesure de la performance intègrent une valorisation des stocks de trading en juste valeur sur la base de cours forward.

Dans le cadre de ses activités de trading, TotalEnergies conclut par ailleurs des contrats de stockage dont la représentation future est enregistrée en juste valeur dans la performance économique interne de TotalEnergies, mais n'est pas autorisée par les normes IFRS.

Enfin, TotalEnergies utilise des instruments dérivés dans le but de gérer l'exposition aux risques de certains contrats ou actifs opérationnels. En application des normes IFRS, ces instruments dérivés sont comptabilisés à la juste valeur alors que les transactions opérationnelles sous-jacentes sont comptabilisées lors de leur réalisation. Les indicateurs internes reportent la reconnaissance du résultat sur les instruments dérivés au dénouement des transactions.

Dans ce cadre, les résultats ajustés (résultat opérationnel ajusté, résultat opérationnel net ajusté, résultat net ajusté) se définissent comme les résultats au coût de remplacement, hors éléments non récurrents et hors effet des variations de juste valeur.

Les chiffres présentés en euros pour le résultat net ajusté dilué par action sont obtenus à partir des chiffres en dollars convertis sur la base des taux de change moyen euro/US dollar (€/€) des périodes concernées et ne résultent pas d'une comptabilité tenue en euros.

Avertissement aux investisseurs américains – La SEC autorise les sociétés pétrolières et gazières sous son autorité à publier séparément les réserves prouvées, probables et possibles qu'elles auraient identifiées conformément aux règles de la SEC. Ce document peut contenir certains termes que les recommandations de la SEC nous interdisent strictement d'utiliser dans les documents officiels qui lui sont adressés, comme notamment les termes "réserves potentielles" ou "ressources". Tout investisseur américain est prié de se reporter au Form 20-F publié par TotalEnergies SE, File N° 1-10888, disponible au 2, place Jean Millier – Arche Nord Coupole/Regnault - 92078 Paris-La Défense Cedex, France, ou sur notre site Internet totalenergies.com. Ce document est également disponible auprès de la SEC en appelant le 1-800-SEC-0330 ou sur le site Internet de la SEC sec.gov.

Comptes TotalEnergies

Comptes consolidés du premier trimestre 2025, normes IFRS

COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ

TotalEnergies

(non audité)

(en millions de dollars) ^(a)	1 ^{er} trimestre 2025	4 ^{ème} trimestre 2024	1 ^{er} trimestre 2024
Chiffre d'affaires	52 254	52 508	56 278
Droits d'accises	(4 355)	(5 393)	(4 395)
Produits des ventes	47 899	47 115	51 883
Achats, nets de variation de stocks	(30 855)	(30 342)	(33 780)
Autres charges d'exploitation	(7 564)	(7 219)	(7 643)
Charges d'exploration	(81)	(242)	(88)
Amortissements et dépréciations des immobilisations corporelles et droits miniers	(2 998)	(2 715)	(2 942)
Autres produits	247	306	1 758
Autres charges	(291)	(341)	(315)
Coût de l'endettement financier brut	(725)	(786)	(708)
Produits et charges de trésorerie et d'équivalents de trésorerie	290	449	472
Coût de l'endettement financier net	(435)	(337)	(236)
Autres produits financiers	318	319	306
Autres charges financières	(249)	(193)	(215)
Quote-part du résultat net des sociétés mises en équivalence	663	597	18
Produit (Charge) d'impôt	(2 733)	(2 929)	(2 942)
Résultat net de l'ensemble consolidé	3 921	4 019	5 804
Part TotalEnergies	3 851	3 956	5 721
Intérêts ne conférant pas le contrôle	70	63	83
Résultat net par action (en \$)	1,69	1,72	2,42
Résultat net dilué par action (en \$)	1,68	1,70	2,40

(a) Excepté pour les résultats nets par action.

RÉSULTAT GLOBAL CONSOLIDÉ

TotalEnergies

(non audité)

(en millions de dollars)	1 ^{er} trimestre 2025	4 ^{ème} trimestre 2024	1 ^{er} trimestre 2024
Résultat net de l'ensemble consolidé	3 921	4 019	5 804
Autres éléments du résultat global			
Pertes et gains actuariels	-	(3)	(2)
Variation de juste valeur des placements en instruments de capitaux propres	12	142	40
Effet d'impôt	1	36	(8)
Écart de conversion de consolidation de la société-mère	2 882	(5 125)	(1 506)
Sous-total des éléments ne pouvant faire l'objet d'un reclassement en résultat	2 895	(4 950)	(1 476)
Écart de conversion de consolidation	(2 017)	3 594	1 099
Couverture de flux futurs	(833)	1 732	807
Variation du basis spread des opérations en monnaie étrangère	15	(13)	(15)
Quote-part du résultat global des sociétés mises en équivalence, net d'impôt	(100)	76	(76)
Autres éléments	7	(1)	2
Effet d'impôt	205	(441)	(219)
Sous-total des éléments pouvant faire l'objet d'un reclassement en résultat	(2 723)	4 947	1 598
Total autres éléments du résultat global (après impôt)	172	(3)	122
Résultat global	4 093	4 016	5 926
<i>Part TotalEnergies</i>	<i>4 007</i>	<i>4 001</i>	<i>5 870</i>
<i>Intérêts ne conférant pas le contrôle</i>	<i>86</i>	<i>15</i>	<i>56</i>

BILAN CONSOLIDÉ

TotalEnergies

	31 mars 2025	31 décembre 2024	31 mars 2024
(en millions de dollars)	(non audité)		(non audité)
ACTIF			
Actifs non courants			
Immobilisations incorporelles	34 543	34 238	33 193
Immobilisations corporelles	112 249	109 095	109 462
Sociétés mises en équivalence : titres et prêts	35 687	34 405	31 256
Autres titres	1 860	1 665	1 895
Actifs financiers non courants	2 231	2 305	2 308
Impôts différés	3 360	3 202	3 165
Autres actifs non courants	4 000	4 006	4 328
Total actifs non courants	193 930	188 916	185 607
Actifs courants			
Stocks	19 037	18 868	20 229
Clients et comptes rattachés	24 882	19 281	24 198
Autres créances	22 423	23 687	20 615
Actifs financiers courants	6 237	6 914	6 319
Trésorerie et équivalents de trésorerie	22 837	25 844	25 640
Actifs destinés à être cédés ou échangés	1 711	1 977	525
Total actifs courants	97 127	96 571	97 526
Total actif	291 057	285 487	283 133
PASSIF ET CAPITAUX PROPRES			
Capitaux propres			
Capital	7 231	7 577	7 548
Primes et réserves consolidées	128 787	135 496	129 937
Écarts de conversion	(14 508)	(15 259)	(14 167)
Actions autodétenues	(3 554)	(9 956)	(4 909)
Total des capitaux propres - Part TotalEnergies	117 956	117 858	118 409
Intérêts ne conférant pas le contrôle	2 465	2 397	2 734
Total des capitaux propres	120 421	120 255	121 143
Passifs non courants			
Impôts différés	12 621	12 114	11 878
Engagements envers le personnel	1 824	1 753	1 941
Provisions et autres passifs non courants	19 872	19 872	20 961
Dettes financières non courantes	45 858	43 533	38 053
Total passifs non courants	80 175	77 272	72 833
Passifs courants			
Fournisseurs et comptes rattachés	42 554	39 932	37 647
Autres créditeurs et dettes diverses	32 505	35 961	32 949
Dettes financières courantes	13 134	10 024	17 973
Autres passifs financiers courants	897	664	481
Passifs relatifs aux actifs destinés à être cédés ou échangés	1 371	1 379	107
Total passifs courants	90 461	87 960	89 157
Total passif et capitaux propres	291 057	285 487	283 133

TABLEAU DE FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉ

TotalEnergies

(non audité)

(en millions de dollars)	1 ^{er} trimestre 2025	4 ^{ème} trimestre 2024	1 ^{er} trimestre 2024
FLUX DE TRÉSORERIE D'EXPLOITATION			
Résultat net de l'ensemble consolidé	3 921	4 019	5 804
Amortissements et pertes de valeur des immobilisations corporelles et incorporelles	3 086	2 971	3 036
Provisions et impôts différés	209	44	292
(Plus) Moins-valeur sur cessions d'actifs	25	(66)	(1 610)
Dividendes moins quote-part des résultats des sociétés mises en équivalence	(423)	99	288
Diminution (augmentation) du besoin en fonds de roulement	(4 232)	5 201	(5 686)
Autres, nets	(23)	239	45
Flux de trésorerie d'exploitation	2 563	12 507	2 169
FLUX DE TRÉSORERIE D'INVESTISSEMENT			
Investissements corporels et incorporels	(4 222)	(3 680)	(3 420)
Coût d'acquisition de sociétés consolidées, net de la trésorerie acquise	(232)	(932)	(759)
Coût d'acquisition de titres	(311)	(313)	(488)
Augmentation des prêts non courants	(568)	(658)	(538)
Investissements	(5 333)	(5 583)	(5 205)
Produits de cession d'actifs corporels et incorporels	301	314	337
Produits de cession de titres consolidés, net de la trésorerie cédée	117	654	1 218
Produits de cession d'autres titres	1	220	34
Remboursement de prêts non courants	109	650	149
Désinvestissements	528	1 838	1 738
Flux de trésorerie d'investissement	(4 805)	(3 745)	(3 467)
FLUX DE TRÉSORERIE DE FINANCEMENT			
Variation de capital :			
- actionnaires de la société mère	-	-	-
- actions propres	(2 152)	(1 977)	(2 006)
Dividendes payés :			
- aux actionnaires de la société mère	(1 851)	(1 998)	(1 903)
- aux intérêts ne conférant pas le contrôle	(139)	(18)	(6)
Émission nette de titres subordonnés à durée indéterminée	(1 139)	1 165	-
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	(128)	(82)	(159)
Autres opérations avec les intérêts ne conférant pas le contrôle	(20)	(17)	(17)
Émission nette d'emprunts non courants	3 431	91	42
Variation des dettes financières courantes	150	(4 136)	3 536
Variation des actifs et passifs financiers courants	718	(965)	271
Flux de trésorerie de financement	(1 130)	(7 937)	(242)
Augmentation (diminution) de la trésorerie	(3 372)	825	(1 540)
Incidence des variations de change	365	(653)	(83)
Trésorerie en début de période	25 844	25 672	27 263
Trésorerie en fin de période	22 837	25 844	25 640

VARIATION DES CAPITAUX PROPRES CONSOLIDÉS

TotalEnergies

(non audité)

(en millions de dollars)	Actions émises		Primes et réserves consolidées	Écarts de conversion	Actions autodétenues		Capitaux propres - Part TotalEnergies	Intérêts ne conférant pas le contrôle	Capitaux propres
	Nombre	Montant			Nombre	Montant			
Au 1er janvier 2024	2 412 251 835	7 616	126 857	(13 701)	(60 543 213)	(4 019)	116 753	2 700	119 453
Résultat net du premier trimestre 2024	-	-	5 721	-	-	-	5 721	83	5 804
Autres éléments du résultat global	-	-	614	(465)	-	-	149	(27)	122
Résultat Global	-	-	6 335	(465)	-	-	5 870	56	5 926
Dividendes	-	-	-	-	-	-	-	(6)	(6)
Émissions d'actions	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rachats d'actions	-	-	-	-	(30 581 230)	(2 556)	(2 556)	-	(2 556)
Cessions d'actions ^(a)	-	-	-	-	2 957	-	-	-	-
Paielements en actions	-	-	59	-	-	-	59	-	59
Annulation d'actions	(25 405 361)	(68)	(1 597)	-	25 405 361	1 665	-	-	-
Emission nette de titres subordonnés à durée indéterminée	-	-	(1 679)	-	-	-	(1 679)	-	(1 679)
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	-	-	(71)	-	-	-	(71)	-	(71)
Autres opérations avec les intérêts ne conférant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	(17)	(17)
Autres éléments	-	-	33	(1)	-	1	33	1	34
Au 31 mars 2024	2 386 846 474	7 548	129 937	(14 167)	(65 716 125)	(4 909)	118 409	2 734	121 143
Résultat net du 1er avril au 31 décembre 2024	-	-	10 037	-	-	-	10 037	190	10 227
Autres éléments du résultat global	-	-	1 822	(1 093)	-	-	729	(17)	712
Résultat Global	-	-	11 859	(1 093)	-	-	10 766	173	10 939
Dividendes	-	-	(7 756)	-	-	-	(7 756)	(449)	(8 205)
Émissions d'actions	10 833 187	29	492	-	-	-	521	-	521
Rachats d'actions	-	-	-	-	(89 882 002)	(5 439)	(5 439)	-	(5 439)
Cessions d'actions ^(a)	-	-	(395)	-	6 068 309	395	-	-	-
Paielements en actions	-	-	497	-	-	-	497	-	497
Annulation d'actions	-	-	2	-	-	(2)	-	-	-
Emission nette de titres subordonnés à durée indéterminée	-	-	1 103	-	-	-	1 103	-	1 103
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	-	-	(201)	-	-	-	(201)	-	(201)
Autres opérations avec les intérêts ne conférant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	(50)	(50)
Autres éléments	-	-	(42)	1	-	(1)	(42)	(11)	(53)
Au 31 décembre 2024	2 397 679 661	7 577	135 496	(15 259)	(149 529 818)	(9 956)	117 858	2 397	120 255
Résultat net du premier trimestre 2025	-	-	3 851	-	-	-	3 851	70	3 921
Autres éléments du résultat global	-	-	(595)	751	-	-	156	16	172
Résultat Global	-	-	3 256	751	-	-	4 007	86	4 093
Dividendes	-	-	-	-	-	-	-	(5)	(5)
Émissions d'actions	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rachats d'actions	-	-	-	-	(33 770 546)	(2 633)	(2 633)	-	(2 633)
Cessions d'actions ^(a)	-	-	(413)	-	6 209 016	413	-	-	-
Paielements en actions	-	-	112	-	-	-	112	-	112
Annulation d'actions	(127 622 460)	(346)	(8 395)	-	127 622 460	8 622	(119)	-	(119)
Emission nette de titres subordonnés à durée indéterminée	-	-	(1 219)	-	-	-	(1 219)	-	(1 219)
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	-	-	(77)	-	-	-	(77)	-	(77)
Autres opérations avec les intérêts ne conférant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	(20)	(20)
Autres éléments	-	-	27	-	-	-	27	7	34
Au 31 mars 2025	2 270 057 201	7 231	128 787	(14 508)	(49 468 888)	(3 554)	117 956	2 465	120 421

^(a) Actions propres destinées à la couverture des plans d'actions de performance.

INFORMATIONS PAR SECTEUR D'ACTIVITÉ

TotalEnergies

(non audité)

1 ^{er} trimestre 2025	Exploration - Production	Integrated LNG	Integrated Power	Raffinage - Chimie	Marketing & Services	Holding	Éliminations de consolidation	Total
(en millions de dollars)								
Chiffre d'affaires externe	1 569	3 088	5 967	22 627	19 001	2	-	52 254
Chiffre d'affaires intersecteurs	8 727	3 252	684	6 811	156	25	(19 655)	-
Droits d'accises	-	-	-	(112)	(4 243)	-	-	(4 355)
Produits des ventes	10 296	6 340	6 651	29 326	14 914	27	(19 655)	47 899
Charges d'exploitation	(3 800)	(4 956)	(6 185)	(28 648)	(14 374)	(192)	19 655	(38 500)
Amortissements et dépréciations des immobilisations corporelles et droits miniers	(1 950)	(391)	(75)	(339)	(217)	(26)	-	(2 998)
Quote-part du résultat net des sociétés mises en équivalence et autres éléments	133	565	44	(8)	(10)	(36)	-	688
Impôts du résultat opérationnel net	(2 328)	(275)	(73)	(83)	(98)	74	-	(2 783)
Ajustements ^(a)	(100)	(11)	(144)	(53)	(25)	(22)	-	(355)
Résultat opérationnel net ajusté	2 451	1 294	506	301	240	(131)	-	4 661
Ajustements ^(a)								(355)
Coût net de la dette nette								(385)
Intérêts ne conférant pas le contrôle								(70)
Résultat net - part TotalEnergies								3 851

^(a) Les éléments d'ajustement incluent les éléments non récurrents, l'effet de stock et l'effet des variations de juste valeur.

La gestion des positions bilancielle (dont les appels de marge) liée à l'accès centralisé aux marchés pour les activités GNL, gaz et électricité est incluse dans le secteur integrated LNG.

Les variations de juste valeur des positions gaz et GNL sont affectées au résultat opérationnel du secteur Integrated LNG.

Les variations de juste valeur des positions électricité sont affectées au résultat opérationnel du secteur Integrated Power.

1 ^{er} trimestre 2025	Exploration - Production	Integrated LNG	Integrated Power	Raffinage - Chimie	Marketing & Services	Holding	Éliminations de consolidation	Total
(en millions de dollars)								
Investissements	3 047	902	936	242	172	34	-	5 333
Désinvestissements	358	10	58	6	97	(1)	-	528
Flux de trésorerie d'exploitation	3 266	1 743	(399)	(1 983)	568	(632)	-	2 563

INFORMATIONS PAR SECTEUR D'ACTIVITÉ

TotalEnergies

(non audité)

4 ^{ème} trimestre 2024	Exploration - Production	Integrated LNG	Integrated Power	Raffinage - Chimie	Marketing & Services	Holding	Éliminations de consolidation	Total
(en millions de dollars)								
Chiffres d'affaires externe	1 496	2 890	6 137	21 540	20 440	5	-	52 508
Chiffres d'affaires intersecteurs	9 382	2 968	765	7 207	168	70	(20 560)	-
Droits d'accises	-	-	-	(193)	(5 200)	-	-	(5 393)
Produits des ventes	10 878	5 858	6 902	28 554	15 408	75	(20 560)	47 115
Charges d'exploitation	(4 754)	(4 431)	(6 536)	(27 616)	(14 772)	(254)	20 560	(37 803)
Amortissements et dépréciations des immobilisations corporelles et droits miniers	(1 853)	(326)	(28)	(250)	(227)	(31)	-	(2 715)
Quote-part du résultat net des sociétés mises en équivalence et autres éléments	40	548	26	(90)	90	74	-	688
Impôts du résultat opérationnel net	(2 163)	(288)	(70)	(139)	(215)	(60)	-	(2 935)
Ajustements ^(a)	(157)	(71)	(281)	141	(78)	(23)	-	(469)
Résultat opérationnel net ajusté	2 305	1 432	575	318	362	(173)	-	4 819
Ajustements ^(a)								(469)
Coût net de la dette nette								(331)
Intérêts ne conférant pas le contrôle								(63)
Résultat net - part TotalEnergies								3 956

^(a) Les éléments d'ajustement incluent les éléments non récurrents, l'effet de stock et l'effet des variations de juste valeur.

La gestion des positions bilancielle (dont les appels de marge) liée à l'accès centralisé aux marchés pour les activités GNL, gaz et électricité est incluse dans le secteur integrated LNG.

Les variations de juste valeur des positions gaz et GNL sont affectées au résultat opérationnel du secteur Integrated LNG.

Les variations de juste valeur des positions électricité sont affectées au résultat opérationnel du secteur Integrated Power.

4 ^{ème} trimestre 2024	Exploration - Production	Integrated LNG	Integrated Power	Raffinage - Chimie	Marketing & Services	Holding	Éliminations de consolidation	Total
(en millions de dollars)								
Investissements	1 983	1 904	529	630	458	79	-	5 583
Désinvestissements	295	247	1 038	132	106	20	-	1 838
Flux de trésorerie d'exploitation	4 500	2 214	1 201	3 832	778	(18)	-	12 507

INFORMATIONS PAR SECTEUR D'ACTIVITÉ

TotalEnergies

(non audité)

1 ^{er} trimestre 2024	Exploration - Production	Integrated LNG	Integrated Power	Raffinage - Chimie	Marketing & Services	Holding	Éliminations de consolidation	Total
(en millions de dollars)								
Chiffre d'affaires externe	1 318	2 659	7 082	24 533	20 671	15	-	56 278
Chiffre d'affaires intersecteurs	9 735	3 495	790	8 143	269	63	(22 495)	-
Droits d'accises	-	-	-	(170)	(4 225)	-	-	(4 395)
Produits des ventes	11 053	6 154	7 872	32 506	16 715	78	(22 495)	51 883
Charges d'exploitation	(4 444)	(4 784)	(7 565)	(30 888)	(16 096)	(229)	22 495	(41 511)
Amortissements et dépréciations des immobilisations corporelles et droits miniers	(1 917)	(321)	(97)	(376)	(206)	(25)	-	(2 942)
Quote-part du résultat net des sociétés mises en équivalence et autres éléments	97	495	(615)	68	1 480	27	-	1 552
Impôts du résultat opérationnel net	(2 261)	(284)	(40)	(255)	(108)	55	-	(2 893)
Ajustements ^(a)	(22)	38	(1 056)	93	1 530	(4)	-	579
Résultat opérationnel net ajusté	2 550	1 222	611	962	255	(90)	-	5 510
Ajustements ^(a)								579
Coût net de la dette nette								(285)
Intérêts ne conférant pas le contrôle								(83)
Résultat net - part TotalEnergies								5 721

^(a) Les éléments d'ajustement incluent les éléments non récurrents, l'effet de stock et l'effet des variations de juste valeur.

La gestion des positions bilancielle (dont les appels de marge) liée à l'accès centralisé aux marchés pour les activités GNL, gaz et électricité est incluse dans le secteur integrated LNG.

Les variations de juste valeur des positions gaz et GNL sont affectées au résultat opérationnel du secteur Integrated LNG.

Les variations de juste valeur des positions électricité sont affectées au résultat opérationnel du secteur Integrated Power.

1 ^{er} trimestre 2024	Exploration - Production	Integrated LNG	Integrated Power	Raffinage - Chimie	Marketing & Services	Holding	Éliminations de consolidation	Total
(en millions de dollars)								
Investissements	2 294	565	1 739	435	144	28	-	5 205
Désinvestissements	306	50	62	38	1 281	1	-	1 738
Flux de trésorerie d'exploitation	3 590	1 710	(249)	(2 129)	(108)	(645)	-	2 169

Indicateurs Alternatifs de Performance

INDICATEURS ALTERNATIFS DE PERFORMANCE (Non-GAAP measures)

TotalEnergies

(non audité)

1. Tableau de passage des flux de trésorerie d'investissement aux investissements nets

1.1 Exploration-Production

	1 ^{er} trimestre 2025	4 ^{ème} trimestre 2024	1 ^{er} trimestre 2024	1 ^{er} trimestre 2025 vs 1 ^{er} trimestre 2024
(en millions de dollars)				
Flux de trésorerie d'investissement (a)	2 689	1 688	1 988	35%
Autres opérations avec les intérêts ne conférant pas le contrôle (b)	-	-	-	ns
Remboursement organique de prêts SME (c)	-	-	-	ns
Variation de dette de projets renouvelables (d) *	-	-	-	ns
Capex liés aux contrats de location capitalisés (e)	109	138	90	21%
Dépenses liées aux crédits carbone (f)	2	20	(1)	ns
Investissements nets (a + b + c + d + e + f = g - i + h)	2 800	1 846	2 077	35%
dont acquisitions nettes de cessions (g - i)	116	(258)	36	x3.2
Acquisitions (g)	445	11	327	36%
Cessions (i)	329	269	291	13%
Variation de dette de projets renouvelables quote-part partenaire et plus-value de cession	-	-	-	ns
Dont investissements organiques (h)	2 684	2 104	2 041	32%
Exploration capitalisée	109	119	136	-20%
Augmentation des prêts non courants	82	41	42	95%
Remboursement des prêts non courants, hors remboursement organique de prêts SME	(29)	(26)	(15)	ns
Variation de dette de projets renouvelables (quote-part TotalEnergies)	-	-	-	ns

*Variation de dette de projets renouvelables quote-part TotalEnergies et quote-part partenaire

1.2 Integrated LNG

	1 ^{er} trimestre 2025	4 ^{ème} trimestre 2024	1 ^{er} trimestre 2024	1 ^{er} trimestre 2025 vs 1 ^{er} trimestre 2024
(en millions de dollars)				
Flux de trésorerie d'investissement (a)	892	1 657	515	73%
Autres opérations avec les intérêts ne conférant pas le contrôle (b)	-	-	-	ns
Remboursement organique de prêts SME (c)	1	-	1	ns
Variation de dette de projets renouvelables (d) *	-	-	-	ns
Capex liés aux contrats de location capitalisés (e)	(1)	13	12	ns
Dépenses liées aux crédits carbone (f)	-	-	-	ns
Investissements nets (a + b + c + d + e + f = g - i + h)	892	1 670	528	69%
dont acquisitions nettes de cessions (g - i)	140	1 116	(12)	ns
Acquisitions (g)	144	1 149		ns
Cessions (i)	4	33	12	-67%
Variation de dette de projets renouvelables quote-part partenaire et plus-value de cession	-	-	-	ns
Dont investissements organiques (h)	752	554	540	39%
Exploration capitalisée	2	3	9	-78%
Augmentation des prêts non courants	182	269	173	5%
Remboursement des prêts non courants, hors remboursement organique de prêts SME	(5)	(214)	(37)	ns
Variation de dette de projets renouvelables (quote-part TotalEnergies)	-	-	-	ns

*Variation de dette de projets renouvelables quote-part TotalEnergies et quote-part partenaire

INDICATEURS ALTERNATIFS DE PERFORMANCE (Non-GAAP measures)

TotalEnergies

(non audité)

1.3 Integrated Power

	1 ^{er} trimestre 2025	4 ^{ème} trimestre 2024	1 ^{er} trimestre 2024	1 ^{er} trimestre 2025 vs 1 ^{er} trimestre 2024
(en millions de dollars)				
Flux de trésorerie d'investissement (a)	878	(509)	1 677	-48%
Autres opérations avec les intérêts ne conférant pas le contrôle (b)	-	-	-	ns
Remboursement organique de prêts SME (c)	5	7	-	ns
Variation de dette de projets renouvelables (d) *	-	(52)	-	ns
Capex liés aux contrats de location capitalisés (e)	-	1	1	-100%
Dépenses liées aux crédits carbone (f)	-	-	-	ns
Investissements nets (a + b + c + d + e + f = g - i + h)	883	(553)	1 678	-47%
dont acquisitions nettes de cessions (g - i)	238	(662)	735	-68%
Acquisitions (g)	245	72	736	-67%
Cessions (i)	7	734	1	x7
Variation de dette de projets renouvelables quote-part partenaire et plus-value de cession	-	26	-	ns
Dont investissements organiques (h)	645	109	943	-32%
Exploration capitalisée	-	-	-	ns
Augmentation des prêts non courants	268	300	305	-12%
Remboursement des prêts non courants, hors remboursement organique de prêts SME	(46)	(323)	(61)	ns
Variation de dette de projets renouvelables (quote-part TotalEnergies)	-	(26)	-	ns

*Variation de dette de projets renouvelables quote-part TotalEnergies et quote-part partenaire

1.4 Raffinage-Chimie

	1 ^{er} trimestre 2025	4 ^{ème} trimestre 2024	1 ^{er} trimestre 2024	1 ^{er} trimestre 2025 vs 1 ^{er} trimestre 2024
(en millions de dollars)				
Flux de trésorerie d'investissement (a)	236	498	397	-41%
Autres opérations avec les intérêts ne conférant pas le contrôle (b)	-	-	-	ns
Remboursement organique de prêts SME (c)	-	(9)	2	-100%
Variation de dette de projets renouvelables (d) *	-	-	-	ns
Capex liés aux contrats de location capitalisés (e)	-	-	-	ns
Dépenses liées aux crédits carbone (f)	-	-	-	ns
Investissements nets (a + b + c + d + e + f = g - i + h)	236	489	399	-41%
dont acquisitions nettes de cessions (g - i)	-	(92)	(20)	-100%
Acquisitions (g)	-	-	9	-100%
Cessions (i)	-	92	29	-100%
Variation de dette de projets renouvelables quote-part partenaire et plus-value de cession	-	-	-	ns
Dont investissements organiques (h)	236	581	419	-44%
Exploration capitalisée	-	-	-	ns
Augmentation des prêts non courants	10	1	7	43%
Remboursement des prêts non courants, hors remboursement organique de prêts SME	(6)	(16)	(7)	ns
Variation de dette de projets renouvelables (quote-part TotalEnergies)	-	-	-	ns

*Variation de dette de projets renouvelables quote-part TotalEnergies et quote-part partenaire

INDICATEURS ALTERNATIFS DE PERFORMANCE (Non-GAAP measures)

TotalEnergies

(non audité)

1.5 Marketing & Services

	1 ^{er} trimestre 2025	4 ^{ème} trimestre 2024	1 ^{er} trimestre 2024	1 ^{er} trimestre 2025 vs 1 ^{er} trimestre 2024
(en millions de dollars)				
Flux de trésorerie d'investissement (a)	75	352	(1 137)	ns
Autres opérations avec les intérêts ne conférant pas le contrôle (b)	-	-	-	ns
Remboursement organique de prêts SME (c)	-	-	-	ns
Variation de dette de projets renouvelables (d) *	-	-	-	ns
Capex liés aux contrats de location capitalisés (e)	-	-	-	ns
Dépenses liées aux crédits carbone (f)	-	-	-	ns
Investissements nets (a + b + c + d + e + f = g - i + h)	75	352	(1 137)	ns
dont acquisitions nettes de cessions (g - i)	(75)	(80)	(1 238)	ns
Acquisitions (g)	2	1	2	ns
Cessions (i)	77	81	1 240	-94%
Variation de dette de projets renouvelables quote-part partenaire et plus-value de cession	-	-	-	ns
Dont investissements organiques (h)	150	432	101	49%
Exploration capitalisée	-	-	-	ns
Augmentation des prêts non courants	18	19	11	64%
Remboursement des prêts non courants, hors remboursement organique de prêts SME	(17)	(20)	(26)	ns
Variation de dette de projets renouvelables (quote-part TotalEnergies)	-	-	-	ns

*Variation de dette de projets renouvelables quote-part TotalEnergies et quote-part partenaire

2. Tableau de passage des flux de trésorerie d'exploitation à la marge brute d'autofinancement

2.1 Exploration-Production

	1 ^{er} trimestre 2025	4 ^{ème} trimestre 2024	1 ^{er} trimestre 2024	1 ^{er} trimestre 2025 vs 1 ^{er} trimestre 2024
(en millions de dollars)				
Flux de trésorerie d'exploitation (a)	3 266	4 500	3 590	-9%
Diminution (augmentation) du besoin en fonds de roulement (b)	(1 025)	555	(888)	ns
Effet de stock (c)	-	-	-	ns
Plus-value de cession de projets renouvelables (d)	-	-	-	ns
Remboursement organique de prêts SME (e)	-	-	-	ns
Marge brute d'autofinancement (CFFO) (f = a - b - c + d + e)	4 291	3 945	4 478	-4%

INDICATEURS ALTERNATIFS DE PERFORMANCE (Non-GAAP measures)

TotalEnergies

(non audité)

2.2 Integrated LNG

	1 ^{er} trimestre 2025	4 ^{ème} trimestre 2024	1 ^{er} trimestre 2024	1 ^{er} trimestre 2025 vs 1 ^{er} trimestre 2024
(en millions de dollars)				
Flux de trésorerie d'exploitation (a)	1 743	2 214	1 710	2%
Diminution (augmentation) du besoin en fonds de roulement (b) *	495	767	363	36%
Effet de stock (c)	-	-	-	ns
Plus-value de cession de projets renouvelables (d)	-	-	-	ns
Remboursement organique de prêts SME (e)	1		1	ns
Marge brute d'autofinancement (CFFO) (f = a - b - c + d + e)	1 249	1 447	1 348	-7%

*La variation du besoin en fonds de roulement est présentée hors impact des contrats comptabilisés en juste valeur des secteurs Integrated LNG et Integrated Power.

2.3 Integrated Power

	1 ^{er} trimestre 2025	4 ^{ème} trimestre 2024	1 ^{er} trimestre 2024	1 ^{er} trimestre 2025 vs 1 ^{er} trimestre 2024
(en millions de dollars)				
Flux de trésorerie d'exploitation (a)	(399)	1 201	(249)	ns
Diminution (augmentation) du besoin en fonds de roulement (b) *	(991)	604	(941)	ns
Effet de stock (c)	-	-	-	ns
Plus-value de cession de projets renouvelables (d)	-	-	-	ns
Remboursement organique de prêts SME (e)	5	7	-	ns
Marge brute d'autofinancement (CFFO) (f = a - b - c + d + e)	597	604	692	-14%

*La variation du besoin en fonds de roulement est présentée hors impact des contrats comptabilisés en juste valeur des secteurs Integrated LNG et Integrated Power.

INDICATEURS ALTERNATIFS DE PERFORMANCE (Non-GAAP measures)

TotalEnergies

(non audité)

2.4 Raffinage-Chimie

	1 ^{er} trimestre 2025	4 ^{ème} trimestre 2024	1 ^{er} trimestre 2024	1 ^{er} trimestre 2025 vs 1 ^{er} trimestre 2024
(en millions de dollars)				
Flux de trésorerie d'exploitation (a)	(1 983)	3 832	(2 129)	ns
Diminution (augmentation) du besoin en fonds de roulement (b)	(2 543)	2 758	(3 526)	ns
Effet de stock (c)	(73)	243	108	ns
Plus-value de cession de projets renouvelables (d)	-	-	-	ns
Remboursement organique de prêts SME (e)	-	(9)	2	-100%
Marge brute d'autofinancement (CFFO) (f = a - b - c + d + e)	633	822	1 291	-51%

2.5 Marketing & Services

	1 ^{er} trimestre 2025	4 ^{ème} trimestre 2024	1 ^{er} trimestre 2024	1 ^{er} trimestre 2025 vs 1 ^{er} trimestre 2024
(en millions de dollars)				
Flux de trésorerie d'exploitation (a)	568	778	(108)	ns
Diminution (augmentation) du besoin en fonds de roulement (b)	118	205	(604)	ns
Effet de stock (c)	(34)	39	17	ns
Plus-value de cession de projets renouvelables (d)	-	-	-	ns
Remboursement organique de prêts SME (e)	-	-	-	ns
Marge brute d'autofinancement (CFFO) (f = a - b - c + d + e)	484	534	479	1%

INDICATEURS ALTERNATIFS DE PERFORMANCE (Non-GAAP measures)

TotalEnergies

(non audité)

3. Réconciliation des capitaux employés (bilan) et calcul du ROACE

En millions de dollars	Exploration - Production	Integrated LNG	Integrated Power	Raffinage - Chimie	Marketing & Services	Corporate	Éliminations de consolidation	Compagnie
Résultat opérationnel net ajusté 1 ^{er} trimestre 2025	2 451	1 294	506	301	240	(131)	-	4 661
Résultat opérationnel net ajusté 4 ^{ème} trimestre 2024	2 305	1 432	575	318	362	(173)	-	4 819
Résultat opérationnel net ajusté 3 ^{ème} trimestre 2024	2 482	1 063	485	241	364	(76)	-	4 559
Résultat opérationnel net ajusté 2 ^{ème} trimestre 2024	2 667	1 152	502	639	379	(253)	-	5 086
Résultat opérationnel net ajusté (a)	9 905	4 941	2 068	1 499	1 345	(633)	-	19 125

Bilan au 31 mars 2025

Immobilisations corporelles et incorporelles	84 198	29 006	13 997	12 203	6 716	672	-	146 792
Titres et prêts des sociétés mises en équivalence	4 181	16 501	9 988	3 967	1 050	-	-	35 687
Autres actifs non courants	3 668	2 140	1 500	659	1 030	223	-	9 220
Stocks	1 653	996	568	12 521	3 299	-	-	19 037
Clients et comptes rattachés	5 753	9 845	6 635	21 697	8 307	1 149	(28 504)	24 882
Autres créances	7 634	7 788	4 295	2 371	2 687	4 043	(6 395)	22 423
Fournisseurs et comptes rattachés	(6 612)	(10 862)	(7 559)	(35 562)	(9 514)	(808)	28 363	(42 554)
Autres créditeurs et dettes diverses	(10 737)	(8 054)	(3 988)	(4 983)	(5 475)	(5 804)	6 536	(32 505)
Besoin en fonds de roulement	(2 309)	(287)	(49)	(3 956)	(696)	(1 420)	-	(8 717)
Provisions et autres passifs non courants	(24 645)	(4 362)	(1 697)	(3 377)	(1 146)	910	-	(34 317)
Actifs et passifs destinés à être cédés ou échangés - Capitaux employés	304	-	1	-	85	-	-	390
Capitaux employés (Bilan)	65 397	42 998	23 740	9 496	7 039	385	-	149 055
Moins effet de stock	-	-	-	(1 092)	(199)	-	-	(1 291)
Capitaux Employés au coût de remplacement (b)	65 397	42 998	23 740	8 404	6 840	385	-	147 764

Bilan au 31 mars 2024

Immobilisations corporelles et incorporelles	84 713	25 054	13 626	12 089	6 508	665	-	142 655
Titres et prêts des sociétés mises en équivalence	2 889	14 387	8 831	4 142	1 007	-	-	31 256
Autres actifs non courants	3 626	2 500	1 280	715	1 236	31	-	9 388
Stocks	1 428	1 010	657	13 390	3 744	-	-	20 229
Clients et comptes rattachés	6 329	8 061	6 819	20 658	9 822	983	(28 474)	24 198
Autres créances	6 404	8 918	5 939	2 674	3 288	5 024	(11 632)	20 615
Fournisseurs et comptes rattachés	(6 347)	(9 053)	(6 565)	(32 774)	(10 361)	(874)	28 327	(37 647)
Autres créditeurs et dettes diverses	(9 053)	(10 425)	(6 071)	(6 449)	(5 656)	(7 074)	11 779	(32 949)
Besoin en fonds de roulement	(1 239)	(1 489)	779	(2 501)	837	(1 941)	-	(5 554)
Provisions et autres passifs non courants	(25 021)	(3 774)	(1 902)	(3 678)	(1 235)	830	-	(34 780)
Actifs et passifs destinés à être cédés ou échangés - Capitaux employés	-	-	276	131	-	-	-	407
Capitaux employés (Bilan)	64 968	36 678	22 890	10 898	8 353	(415)	-	143 372
Moins effet de stock	-	-	-	(1 538)	(340)	-	-	(1 878)
Capitaux Employés au coût de remplacement (c)	64 968	36 678	22 890	9 360	8 013	(415)	-	141 494

ROACE en pourcentage (a / moyenne (b + c))	15,2%	12,4%	8,9%	16,9%	18,1%			13,2%
---	--------------	--------------	-------------	--------------	--------------	--	--	--------------

INDICATEURS ALTERNATIFS DE PERFORMANCE (Non-GAAP measures)

TotalEnergies

(non audité)

4. Réconciliation du résultat net de l'ensemble consolidé au résultat opérationnel net ajusté

	1 ^{er} trimestre 2025	4 ^{ème} trimestre 2024	1 ^{er} trimestre 2024
(en millions de dollars)			
Résultat net de l'ensemble consolidé (a)	3 921	4 019	5 804
Coût net de la dette nette (b)	(385)	(331)	(285)
Éléments non-récurrents du résultat opérationnel net	(122)	(425)	792
Plus ou moins-value de cession	-	(25)	1 507
Charges de restructuration	-	(6)	-
Dépréciations et provisions exceptionnelles	-	(227)	(644)
Autres éléments	(122)	(167)	(71)
Effet de stock : écart FIFO / coût de remplacement, net d'impôt	(78)	209	107
Effet des variations de juste valeur	(155)	(253)	(320)
Total des éléments d'ajustement du résultat opérationnel net (c)	(355)	(469)	579
Résultat opérationnel net ajusté (a - b - c)	4 661	4 819	5 510