

Résultats du premier trimestre 2026

TotalEnergies génère un résultat et un cash-flow en forte hausse à 5,4 G\$ et 8,6 G\$ et annonce des acomptes sur dividende en croissance de 5,9 %

- Croissance de production organique de 4 % compensant l'impact du conflit au Moyen-Orient
- Modèle intégré dans le pétrole, le gaz et l'électricité démontrant sa capacité à pleinement capturer la hausse de l'environnement

	1T26	4T25	Variation vs 4T25	1T25	Variation vs 1T25
Marge brute d'autofinancement (CFFO) ⁽¹⁾ (G\$)	8,6	7,2	+20%	7,0	+23%
Résultat net ajusté (part TotalEnergies)⁽¹⁾					
- en milliards de dollars (G\$)	5,4	3,8	+41%	4,2	+29%
- en dollar par action (dilué)	2,45	1,73	+42%	1,83	+34%
Résultat net (part TotalEnergies) (G\$)	5,8	2,9	+100%	3,9	+51%
EBITDA ajusté ⁽¹⁾ (G\$)	12,6	10,1	+25%	10,5	+19%

Paris, le 29 avril 2026 - Le Conseil d'administration de TotalEnergies SE, réuni le 28 avril 2026 sous la présidence de Patrick Pouyanné, Président-directeur général, a arrêté les comptes de la Compagnie pour le premier trimestre 2026. A cette occasion, Patrick Pouyanné a déclaré :

« Portée par une croissance organique de sa production de 4 % sur un an, compensant l'impact sur la production du conflit actuel au Moyen-Orient, TotalEnergies affiche au premier trimestre un résultat net ajusté de 5,4 G\$ et un cash-flow de 8,6 G\$ démontrant sa capacité à capturer la hausse des prix grâce à un portefeuille intégré de business performants et diversifiés dans le pétrole, le gaz et l'électricité. Le résultat net IFRS est de 5,8 G\$.

La production Oil & Gas du premier trimestre est établie à 2,553 Mbep/j, bénéficiant notamment de la montée en puissance et des démarrages des nouveaux projets dont, ce trimestre, Lapa SW au Brésil et Mabruk en Libye, compensant les pertes de production au Moyen-Orient (de l'ordre de 100 kbep/j en moyenne sur le trimestre).

L'Exploration-Production affiche un résultat opérationnel net ajusté de 2,6 G\$ et un cash-flow de 4,6 G\$ en forte croissance sur le trimestre, capturant pleinement la sensibilité à la hausse du prix des liquides et la contribution accrétive des nouveaux projets. TotalEnergies a poursuivi avec succès la gestion active de son portefeuille en finalisant ce trimestre la fusion de ses actifs Amont au Royaume-Uni avec la société NEO NEXT et en annonçant deux découvertes d'hydrocarbures sur le champ de Moho, au Congo.

Le secteur Integrated LNG réalise un résultat opérationnel net ajusté de 1,3 G\$ et un cash-flow de 1,8 G\$ au premier trimestre 2026. Ces résultats sont portés par une hausse de la production de GNL de 12 % et des activités de négoce ayant tiré parti de la volatilité des marchés. La Compagnie a relancé ce trimestre la construction du projet Mozambique LNG qui contribuera à la diversification de son portefeuille.

Le secteur Integrated Power génère un résultat opérationnel net ajusté de 0,5 G\$ et un cash-flow de 0,6 G\$. La finalisation, dès la fin avril, de la transaction avec EPH accélère la stratégie d'intégration gaz-électricité de la Compagnie en Europe et constitue une étape majeure pour le secteur Integrated Power dans son objectif de générer un free cash-flow positif d'ici à 2027. En outre la Compagnie poursuit la croissance de son portefeuille d'énergies renouvelables avec 8 GW mis en service sur les douze derniers mois.

L'Aval réalise un résultat opérationnel net ajusté de 1,9 G\$ et un cash-flow de 2,1 G\$ sur le trimestre. Les unités de raffinage ont retrouvé leur pleine performance opérationnelle (taux d'utilisation à plus de 90 %), capturant ainsi les marges exceptionnelles au mois de mars. Les activités de négoce de brut et de produits pétroliers ont également réalisé ce trimestre une très forte performance.

⁽¹⁾ Se référer au Glossaire pages 23 & 24 pour les définitions et informations additionnelles sur les indicateurs alternatifs de performance (Non-GAAP mesures) et aux pages 19 et suivantes pour les tableaux de réconciliation.

Le ratio d'endettement s'établit à 15,5 % à la fin du trimestre, la croissance du cash-flow tirée par la hausse des prix de l'énergie compensant pour partie une augmentation du besoin en fonds de roulement de 5,1 G\$, pour moitié compte tenu de la saisonnalité des business et pour moitié liée à l'impact de la hausse du prix des hydrocarbures en fin de trimestre, notamment sur les stocks.

Compte tenu de la forte génération de cash-flow de la Compagnie au premier trimestre et conforté par la capacité de la Compagnie à maintenir un bilan solide, le Conseil d'administration a décidé d'augmenter de 5,9 % le premier acompte sur dividende à 0,90 € par action, plus forte croissance de dividende parmi les majors pétrolières. Le Conseil a en outre autorisé à poursuivre les rachats d'actions jusqu'à 1,5 G\$ pour le second trimestre et a confirmé l'objectif de pay-out supérieur à 40 % pour l'année.»

1. Faits marquants ⁽²⁾

Responsabilité sociétale et environnementale

- Publication du Document d'Enregistrement Universel 2025
- Publication du *Sustainability & Climate – 2026 Progress Report* présentant les progrès réalisés par TotalEnergies en 2025 dans la mise en œuvre de sa stratégie et de son ambition climat
- France : mise en place de mesures de protection des consommateurs via le plafonnement du prix de l'essence et du diesel à la pompe sur le réseau de stations-service TotalEnergies
- Ouganda : publication de l'évaluation indépendante du programme d'acquisitions foncières et du plan d'actions correspondant

Amont

- Royaume-Uni : finalisation de la création de NEO NEXT+, plus grand producteur de pétrole et de gaz du pays, avec une participation de 47,5 % de TotalEnergies
- Angola : démarrage du champ gazier non-opéré de Quiluma, pour un approvisionnement d'Angola LNG
- Brésil : démarrage de la production du projet opéré Lapa SW, d'une capacité de 25 000 b/j
- Libye : démarrage de la production du champ pétrolier onshore de Mabruk, d'une capacité de 25 000 b/j
- République du Congo : découvertes d'environ 100 Mb de pétrole sur le permis de Moho
- Koweït : signature d'un accord de coopération technique avec Kuwait Oil Company pour le développement de ressources
- Turquie : signature d'un accord de coopération avec TPAO portant sur des opportunités d'exploration

Integrated LNG

- Reprise complète de l'ensemble des activités du projet Mozambique LNG
- Signature d'un accord préliminaire pour l'enlèvement de 2 Mt/an de GNL sur 20 ans, du projet Alaska LNG

Integrated Power

- Europe : Finalisation de l'acquisition de 50% d'un portefeuille d'actifs de production d'électricité flexible auprès d'EPH (Royaume-Uni, Italie, Pays-Bas, France)
- Etats-Unis : accord avec les autorités fédérales pour rendre les concessions éolien offshore attribuées en 2022 contre la rétrocession des redevances versées pour ces concessions (928 M\$)
- Accord en vue de la création d'une coentreprise avec Masdar pour développer les énergies renouvelables dans neuf pays d'Asie Centrale et d'Asie-Pacifique
- Cession à Allianz Global Investors de 50 % d'un portefeuille de projets de stockage par batteries d'une capacité de 800 MW, en Allemagne

Aval

- Démarrage de la première usine en France de recyclage chimique des plastiques sur la plateforme de Grandpuits
- Signature avec EDF d'un contrat d'approvisionnement en électricité bas carbone des sites du Raffinage-Chimie de TotalEnergies en France pour 12 ans à partir de 2028

Point sur l'impact du conflit au Moyen-Orient

- La production Amont arrêtée au Qatar, en Irak et offshore aux Émirats Arabes Unis, représente à ce jour environ 15 % de la production totale de la Compagnie (soit 360 000 b/j en avril en moyenne par rapport à avant le conflit)
- Après les événements du 8 avril qui ont affecté trois unités du site de SATORP et provoqué son arrêt par mesure de sécurité, les unités non endommagées ont pu être redémarrées et la raffinerie fonctionne à une capacité de 230 000 b/j depuis le 14 avril

⁽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	1T26	4T25	1T26 vs 4T25	1T25	1T26 vs 1T25
EBITDA ajusté ⁽¹⁾	12 552	10 066	+25%	10 504	+19%
Résultat opérationnel net ajusté des secteurs	6 300	4 633	+36%	4 792	+31%
Exploration-Production	2 576	1 805	+43%	2 451	+5%
Integrated LNG	1 318	922	+43%	1 294	+2%
Integrated Power	545	564	-3%	506	+8%
Raffinage-Chimie	1 599	1 001	+60%	301	x5,3
Marketing & Services	262	341	-23%	240	+9%
Quote-part du résultat net ajusté des sociétés mises en équivalence	709	739	-4%	715	-1%
Taux moyen d'imposition ⁽³⁾	39,1%	38,8%		41,4%	
Résultat net ajusté (part TotalEnergies) ⁽¹⁾	5 394	3 837	+41%	4 192	+29%
Résultat net ajusté dilué par action (dollars) ⁽⁴⁾	2,45	1,73	+42%	1,83	+34%
Résultat net ajusté dilué par action (euros) ⁽⁵⁾	2,10	1,48	+42%	1,74	+21%
Nombre moyen pondéré dilué d'actions (millions)	2 164	2 176	-1%	2 246	-4%
Résultat net (part TotalEnergies)	5 810	2 906	+100%	3 851	+51%
Investissements organiques ⁽¹⁾	4 650	4 019	+16%	4 501	+3%
Acquisitions nettes de cessions ⁽¹⁾	(172)	(1 573)	ns	420	ns
Investissements nets ⁽¹⁾	4 478	2 446	+83%	4 921	-9%
Marge brute d'autofinancement (CFFO) ⁽¹⁾	8 576	7 168	+20%	6 992	+23%
Marge brute d'autofinancement hors frais financiers (DACF) ⁽¹⁾	8 979	7 593	+18%	7 276	+23%
Flux de trésorerie d'exploitation	3 361	10 471	-68%	2 563	+31%

Ratio d'endettement ⁽¹⁾ de 15,5 % au 31 mars 2026 contre 14,7 % au 31 décembre 2025 et 14,3 % au 31 mars 2025.

⁽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 correspond au rapport entre le résultat net ajusté (part TotalEnergies) diminué du coupon des titres subordonnés à durée indéterminée et le nombre moyen pondéré dilué d'actions en circulation au cours de l'exercice en excluant les actions autodétenues par TotalEnergies SE.

⁽⁵⁾ Taux de change moyen €-\$: 1,1703 au 1^{er} trimestre 2026, 1,1634 au 4^{ème} trimestre 2025 et 1,0523 au 1^{er} trimestre 2025.

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

	1T26	4T25	1T26 vs 4T25	1T25	1T26 vs 1T25
Brent (\$/b)	81,1	63,7	+27%	75,7	+7%
Henry Hub (\$/Mbtu)	3,5	4,1	-15%	3,9	-11%
TTF (\$/Mbtu)	13,7	10,3	+34%	14,4	-5%
JKM (\$/Mbtu)	14,1	10,6	+32%	14,1	-
Prix moyen de vente liquides (\$/b) ^{(6),(7)} Filiales consolidées	73,7	61,4	+20%	72,2	+2%
Prix moyen de vente gaz (\$/Mbtu) ^{(6),(8)} Filiales consolidées	5,59	5,11	+10%	6,60	-15%
Prix moyen de vente GNL (\$/Mbtu) ^{(6),(9)} Filiales consolidées et sociétés mises en équivalence	8,48	8,48	-	10,00	-15%
Indicateur de marge de raffinage européen (ERM) (\$/t) ^{(6),(10)}	11,4	11,4	-	3,9	x2,9

3.2 Émissions de gaz à effet de serre ⁽¹¹⁾

Émissions Scope 1+2 ⁽¹²⁾ (MtCO ₂ e)	1T26	4T25	1T26 vs 4T25	1T25	1T26 vs 1T25
Scope 1+2 périmètre opéré ⁽¹⁾	7,9	8,3	-5%	8,4	-6%
dont Oil & Gas	6,9	7,0	-1%	7,2	-4%
dont CCGT	1,0	1,3	-23%	1,2	-17%
Scope 1+2 périmètre ESRS ⁽¹⁾	10,4	11,2	-7%	11,1	-6%

Émissions de Méthane (ktCH ₄)	1T26	4T25	1T26 vs 4T25	1T25	1T26 vs 1T25
Émissions de méthane périmètre opéré ⁽¹⁾	4	6	-33%	6	-33%

Émissions trimestrielles estimées.

Les émissions de méthane des installations opérées sont en baisse de 33 % sur un an, notamment en raison de la réduction continue du torchage et des émissions fuitives sur les installations de l'Exploration-Production.

Les émissions Scope 1+2 des installations opérées sont en baisse de 6 % sur un an, principalement en raison de la réduction continue du torchage de l'Exploration-Production et d'une moindre activité des centrales à gaz.

Les émissions de Scope 3⁽¹³⁾ Catégorie 11 du premier trimestre 2026 sont estimées à 83 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 (\$/b), 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 sept gaz à effet de serre du protocole de Kyoto, à savoir le CO₂, CH₄, N₂O, les HFC, les PFC, le SF₆ et le NF₃, avec leurs PRG (pouvoir de réchauffement global) à 100 ans respectifs tel que donnés par le rapport du GIEC le plus récent. Les HFC, PFC et le SF₆ et le NF₃ sont quasiment absents des émissions de la Compagnie et ne sont pas comptabilisés par 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 des indicateurs liés au changement climatique et des émissions indirectes de GES résultant de la production d'électricité, de vapeur, de chaleur ou de froid achetés ou acquis, et consommés par les sites ou activités faisant partie du périmètre de reporting des indicateurs liés au changement climatique, nettes 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 fondée sur le marché (*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 2026 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	1T26	4T25	1T26 vs 4T25	1T25	1T26 vs 1T25
Production d'hydrocarbures (kbep/j)	2 553	2 545	-	2 558	-
Pétrole (y compris bitumes) (kb/j)	1 326	1 404	-6%	1 355	-2%
Gaz (y compris Condensats et LGN associés) (kbep/j)	1 227	1 141	+8%	1 203	+2%
Production d'hydrocarbures (kbep/j)	2 553	2 545	-	2 558	-
Liquides (kb/j)	1 481	1 555	-5%	1 516	-2%
Gaz (Mpc/j)	5 799	5 381	+8%	5 655	+3%

La production d'hydrocarbures a été de 2 553 milliers de barils équivalent pétrole par jour au premier trimestre 2026, stable sur un an, en raison des éléments suivants :

- +4 % lié aux démarrages et à la montée en puissance de projets, notamment Mero-3, Mero-4 et Lapa SW au Brésil, Anchor et Ballymore aux Etats-Unis, Tyra au Danemark, Begonia et Clov Phase 3 en Angola et Mabruk en Libye,
- +2 % lié à une meilleure disponibilité des installations,
- -2 % lié au déclin naturel des champs,
- -4 % lié à l'impact du conflit au Moyen-Orient.

Hors impact du conflit au Moyen-Orient, la production est en hausse de près de 4 % sur un an, portée par la montée en puissance et les démarrages des nouveaux projets.

⁽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	1T26	4T25	1T26 vs 4T25	1T25	1T26 vs 1T25
EP (kbep/j)	1 948	2 002	-3%	1 976	-1%
Liquides (kb/j)	1 408	1 485	-5%	1 442	-2%
Gaz (Mpc/j)	2 863	2 779	+3%	2 848	+1%

4.1.2 Résultats

En millions de dollars, sauf le taux moyen d'imposition	1T26	4T25	1T26 vs 4T25	1T25	1T26 vs 1T25
Résultat opérationnel net ajusté	2 576	1 805	+43%	2 451	+5%
Quote-part du résultat net ajusté des sociétés mises en équivalence	139	211	-34%	150	-7%
Taux moyen d'imposition ⁽¹⁵⁾	49,5%	51,7%		49,4%	
Investissements organiques ⁽¹⁾	2 724	1 905	+43%	2 684	+1%
Acquisitions nettes de cessions ⁽¹⁾	(227)	(530)	<i>ns</i>	116	<i>ns</i>
Investissements nets ⁽¹⁾	2 497	1 375	+82%	2 800	-11%
Marge brute d'autofinancement (CFFO) ⁽¹⁾	4 564	3 611	+26%	4 291	+6%
Flux de trésorerie d'exploitation	2 969	3 821	-22%	3 266	-9%

Le résultat opérationnel net ajusté de l'Exploration-Production s'est établi à 2 576 M\$, en hausse significative de plus de 40 % sur le trimestre, reflétant pleinement la hausse du prix moyen de vente des liquides (+12,4 \$/b par rapport au quatrième trimestre 2025, incluant l'effet retard des prix de vente aux Emirats Arabes Unis) et la contribution accrétive des nouveaux projets.

La marge brute d'autofinancement (CFFO) s'est établie à 4 564 M\$, en hausse de 26% sur le trimestre, 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	1T26	4T25	1T26 vs 4T25	1T25	1T26 vs 1T25
Integrated LNG (kbep/j)	605	543	+12%	582	+4%
Liquides (kb/j)	73	70	+4%	74	-1%
Gaz (Mpc/j)	2 936	2 602	+13%	2 807	+5%
GNL (Mt)	1T26	4T25	1T26 vs 4T25	1T25	1T26 vs 1T25
Ventes totales de GNL	12,4	12,2	+1%	10,6	+16%
incl. Ventes issues des quotes-parts de production*	4,1	3,9	+6%	4,0	+3%
incl. Ventes par TotalEnergies issues des quotes-parts de production et d'achats auprès de tiers	10,9	10,8	+1%	9,4	+16%

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

La production d'hydrocarbures pour le GNL est en hausse de 12 % sur le trimestre, principalement portée par une croissance de production en Australie, aux Etats-Unis et en Malaisie.

Les ventes de GNL sont stables sur le trimestre, dans un contexte d'activité spot soutenue.

4.2.2 Résultats

En millions de dollars, sauf le prix moyen de vente GNL	1T26	4T25	1T26 vs 4T25	1T25	1T26 vs 1T25
Prix moyen de vente GNL (\$/Mbtu) *	8,48	8,48	-	10,00	-15%
Filiales consolidées et sociétés mises en équivalence					
Résultat opérationnel net ajusté	1 318	922	+43%	1 294	+2%
Quote-part du résultat net ajusté des sociétés mises en équivalence	431	394	+9%	535	-19%
Investissements organiques ⁽¹⁾	410	744	-45%	752	-45%
Acquisitions nettes de cessions ⁽¹⁾	92	49	+88%	140	-34%
Investissements nets ⁽¹⁾	502	793	-37%	892	-44%
Marge brute d'autofinancement (CFFO) ⁽¹⁾	1 785	1 156	+54%	1 249	+43%
Flux de trésorerie d'exploitation	(1 120)	2 102	ns	1 743	ns

* 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 et la marge brute d'autofinancement (CFFO) du segment Integrated LNG se sont établis respectivement à 1 318 M\$ et 1 785 M\$, en forte hausse sur le trimestre, portés par la hausse de la production de GNL et des activités de négoce tirant parti de la volatilité des marchés.

4.3 Integrated Power

4.3.1 Productions, capacités, clients et ventes

Integrated Power	1T26	4T25	1T26 vs 4T25	1T25	1T26 vs 1T25
Production nette d'électricité (TWh) *	11,7	12,6	-7%	11,3	+3%
dont à partir de sources renouvelables	8,2	8,1	+1%	6,8	+20%
dont à partir de capacités flexibles à gaz	3,5	4,5	-22%	4,5	-22%
Capacités nettes installées de génération électrique (GW) **	26,8	26,0	+3%	22,7	+18%
dont renouvelables	19,8	19,0	+4%	16,2	+22%
dont capacités flexibles à gaz	7,0	7,0	-	6,5	+8%
Capacités brutes en portefeuille de génération électrique renouvelable (GW) **, ***	109,7	108,7	+1%	97,5	+13%
dont capacités installées	35,6	34,1	+5%	27,8	+28%
Clients électricité - BtB et BtC (Million) **	6,1	6,0	+2%	6,0	+2%
Clients gaz - BtB et BtC (Million) **	2,7	2,7	-	2,8	-2%
Ventes électricité - BtB et BtC (TWh)	15,2	13,2	+15%	14,5	+5%
Ventes gaz - BtB et BtC (TWh)	31,5	27,0	+17%	35,7	-12%

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

** Données à fin de période.

*** Dont 17,25 % 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 sur un an, à 11,7 TWh, la croissance de 20 % de la production à partir de sources renouvelables compensant la moindre utilisation des capacités flexibles à gaz dans un contexte de moindre demande hivernale en Europe et aux Etats-Unis.

La capacité brute installée de génération électrique renouvelable atteint 35,6 GW à la fin du premier trimestre 2026, soit près de 8 GW supplémentaires sur un an.

4.3.2 Résultats

En millions de dollars	1T26	4T25	1T26 vs 4T25	1T25	1T26 vs 1T25
Résultat opérationnel net ajusté	545	564	-3%	506	+8%
Quote-part du résultat net ajusté des sociétés mises en équivalence	52	97	-46%	44	+18%
Investissements organiques ⁽¹⁾	823	525	+57%	645	+28%
Acquisitions nettes de cessions ⁽¹⁾	(77)	(1 070)	ns	238	ns
Investissements nets ⁽¹⁾	746	(545)	ns	883	-16%
Marge brute d'autofinancement (CFFO) ⁽¹⁾	574	788	-27%	597	-4%
Flux de trésorerie d'exploitation	(145)	1 300	ns	(399)	ns

Le résultat opérationnel net ajusté du secteur Integrated Power s'est établi à 545 M\$ sur le trimestre, en ligne avec celui du premier trimestre 2025, n'ayant pas bénéficié de farm-down contrairement au quatrième trimestre 2025.

La marge brute d'autofinancement (CFFO) du secteur Integrated Power s'est établie à 574 M\$ pour les mêmes raisons. Elle se décompose entre les activités de production (incluant renouvelables et centrales à gaz) pour environ 35 % et les activités de commercialisation (B2B, B2C et *trading*) pour environ 65 %, ces proportions étant en ligne avec celles du premier trimestre 2025 du fait de la saisonnalité des activités de commercialisation (consommations hivernales plus fortes).

4.4 Aval (Raffinage-Chimie et Marketing & Services)

4.4.1 Résultats

En millions de dollars	1T26	4T25	1T26 vs 4T25	1T25	1T26 vs 1T25
Résultat opérationnel net ajusté	1 861	1 342	+39%	541	x3,4
Investissements organiques ⁽¹⁾	654	731	-11%	386	+69%
Acquisitions nettes de cessions ⁽¹⁾	39	(46)	ns	(75)	ns
Investissements nets ⁽¹⁾	693	685	+1%	311	x2,2
Marge brute d'autofinancement (CFFO) ⁽¹⁾	2 136	1 970	+8%	1 117	+91%
Flux de trésorerie d'exploitation	2 632	3 068	-14%	(1 415)	ns

4.5 Raffinage-Chimie

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

Volumes raffinés et taux d'utilisation	1T26	4T25	1T26 vs 4T25	1T25	1T26 vs 1T25
Total volumes raffinés (kb/j)	1 624	1 489	+9%	1 549	+5%
France	462	502	-8%	435	+6%
Reste de l'Europe	677	572	+18%	627	+8%
Reste du monde	485	415	+17%	487	-
Taux d'utilisation sur bruts traités*	92%	84%		87%	

* Sur la base de la capacité de distillation en début d'année.

Production de produits pétrochimiques et taux d'utilisation	1T26	4T25	1T26 vs 4T25	1T25	1T26 vs 1T25
Monomères* (kt)	1 183	1 227	-4%	1 250	-5%
Polymères (kt)	1 159	1 184	-2%	1 173	-1%
Taux d'utilisation des vapocraqueurs **	74%	79%		78%	

* Oléfines.

** Sur la base de la production d'oléfines issue des vapocraqueurs et de leurs capacités de production en début d'année.

Les volumes raffinés sont en hausse de 9 % sur le trimestre, les unités ayant retrouvé leur pleine performance opérationnelle, pour atteindre un taux d'utilisation de 92 % dans un contexte d'absence de grands arrêts durant le premier trimestre 2026.

La production de produits pétrochimiques est en baisse de 4 % sur le trimestre pour les monomères et de 2 % pour les polymères, liée principalement aux grands arrêts de BTP aux Etats-Unis et de Feluy en Belgique.

4.5.2 Résultats

En millions de dollars, sauf l'ERM	1T26	4T25	1T26 vs 4T25	1T25	1T26 vs 1T25
Indicateur de marge de raffinage européen (ERM) (\$/b) *	11,4	11,4	-	3,9	x2,9
Résultat opérationnel net ajusté	1 599	1 001	+60%	301	x5,3
Investissements organiques ⁽¹⁾	518	508	+2%	236	x2,2
Acquisitions nettes de cessions ⁽¹⁾	75	(1)	ns	-	ns
Investissements nets ⁽¹⁾	593	507	+17%	236	x2,5
Marge brute d'autofinancement (CFFO) ⁽¹⁾	1 716	1 378	+25%	633	x2,7
Flux de trésorerie d'exploitation	1 564	1 716	-9%	(1 983)	ns

* Cet indicateur de marché pour le raffinage européen, calculé sur la base de prix de marché publics (\$/b), 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 du secteur Raffinage-Chimie s'établit à 1 599 M\$ sur le trimestre en hausse de près de 600 M\$ par rapport au quatrième trimestre 2025, portée par la bonne performance opérationnelle des raffineries ayant permis de capturer les marges élevées en mars, et des activités de négoce de brut et de produits pétroliers ayant tiré parti d'un environnement favorable au mois de mars.

La marge brute d'autofinancement (CFFO) s'établit à 1 716 M\$, pour les mêmes raisons.

4.6 Marketing & Services

4.6.1 Ventes de produits pétroliers

Ventes en kb/j*	1T26	4T25	1T26 vs 4T25	1T25	1T26 vs 1T25
Total des ventes du Marketing & Services	1 206	1 247	-3%	1 266	-5%
Europe	686	723	-5%	714	-4%
Reste du monde	520	524	-1%	551	-6%

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

Les ventes de produits pétroliers sont en baisse de 5 % par rapport au premier trimestre 2025, reflétant notamment les cessions de réseaux au Brésil et en Afrique sahélienne.

4.6.2 Résultats

En millions de dollars	1T26	4T25	1T26 vs 4T25	1T25	1T26 vs 1T25
Résultat opérationnel net ajusté	262	341	-23%	240	+9%
Investissements organiques ⁽¹⁾	136	223	-39%	150	-9%
Acquisitions nettes de cessions ⁽¹⁾	(36)	(45)	ns	(75)	ns
Investissements nets ⁽¹⁾	100	178	-44%	75	+33%
Marge brute d'autofinancement (CFFO) ⁽¹⁾	420	592	-29%	484	-13%
Flux de trésorerie d'exploitation	1 068	1 352	-21%	568	+88%

Le résultat opérationnel net ajusté du secteur Marketing & Services s'élève à 262 M\$ en hausse de 9 % sur un an reflétant la hausse des marges unitaires.

La marge brute d'autofinancement (CFFO) s'élève à 420 M\$ au premier trimestre 2026, impactée par l'effet fiscal de la hausse des prix sur la valorisation des stocks de produits pétroliers.

5. Résultats de TotalEnergies

5.1 Résultat opérationnel net ajusté des secteurs

Le résultat opérationnel net ajusté des secteurs atteint 6 300 M\$ au premier trimestre 2026, contre 4 633 M\$ au quatrième trimestre 2025, principalement en raison de la hausse des prix du pétrole et du gaz ainsi que des fortes performances des activités de négoce de brut, de produits pétroliers et de GNL.

5.2 Résultat net ajusté ⁽¹⁾ (part TotalEnergies)

Le résultat net ajusté part TotalEnergies s'établit à 5 394 M\$ au premier trimestre 2026 contre 3 837 M\$ au quatrième trimestre 2025.

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 0,4 G\$ au premier trimestre 2026, constitués principalement de :

- 1,4 G\$ d'effets de variation de stocks et de juste valeur,
- - 0,9 G\$ d'éléments non récurrents : plus-value de cessions liées à la création de NEO NEXT+ au Royaume-Uni, dépréciations et provisions exceptionnelles notamment liées aux accords avec les autorités fédérales américaines relatifs aux concessions éolien offshore ainsi qu'à la revue stratégique du pipeline de renouvelables hors des marchés prioritaires.

Le taux moyen d'imposition de TotalEnergies est de 39,1 % au premier trimestre 2026 contre 38,8 % au quatrième trimestre 2025.

5.3 Résultat net ajusté (part TotalEnergies) par action

Le résultat net ajusté dilué par action s'est établi à 2,45 \$ au premier trimestre 2026, calculé sur la base d'un nombre moyen pondéré dilué d'actions de 2 164 millions, contre 1,73 \$ au quatrième trimestre 2025.

Au 31 mars 2026, le nombre d'actions dilué était de 2 165 millions.

TotalEnergies a procédé au rachat* de 9,4 millions d'actions au premier trimestre 2026, pour un montant de 0,75 G\$.

5.4 Acquisitions - cessions

Les acquisitions ont représenté 392 M\$ au premier trimestre 2026, notamment liés à la finalisation de l'acquisition, auprès de la société Continental Resources, d'intérêts gaziers dans le bassin d'Anadarko, aux Etats-Unis.

Les cessions ont représenté 564 M\$ au premier trimestre 2026, notamment liés à la finalisation de la transaction avec NEO NEXT ainsi que de la cession des actifs West of Shetland, au Royaume-Uni.

5.5 Cash-flow net ⁽¹⁾

Le cash-flow net de TotalEnergies ressort à 4 098 M\$ au premier trimestre 2026 contre 4 722 M\$ le trimestre précédent, la hausse de 2 032 M\$ des investissements nets sur le trimestre étant partiellement compensée par la hausse de 1 408 M\$ de la marge brute d'autofinancement (CFFO).

Le flux de trésorerie d'exploitation est de 3 361 M\$ au premier trimestre 2026, pour une marge brute d'autofinancement (CFFO) de 8 576 M\$, compte tenu de l'augmentation du besoin en fonds de roulement de 5,1 G\$, dont

- 2,5 G\$ liés à la saisonnalité des *business*,
- 2,6 G\$ reflétant l'impact de la hausse du prix des hydrocarbures en fin de trimestre, notamment sur les stocks.

* Ces rachats d'actions sont nets de frais et taxes et incluent les rachats couvrant les plans d'attribution d'actions aux employés.

5.6 Rentabilité

La rentabilité des capitaux propres s'est établie à 14,4 % sur le premier trimestre 2026.

En millions de dollars	Période du 1er avril 2025 au 31 mars 2026	Période du 1er janvier 2025 au 31 décembre 2025	Période du 1er avril 2024 au 31 mars 2025
Résultat net ajusté (part TotalEnergies) ⁽¹⁾	17 043	15 833	17 636
Capitaux propres retraités moyens	118 641	116 827	116 758
Rentabilité des capitaux propres (ROE)	14,4%	13,6%	15,1%

La rentabilité des capitaux employés moyens⁽¹⁾ s'est établie à 12,7 % sur le premier trimestre 2026.

En millions de dollars	Période du 1er avril 2025 au 31 mars 2026	Période du 1er janvier 2025 au 31 décembre 2025	Période du 1er avril 2024 au 31 mars 2025
Résultat opérationnel net ajusté ⁽¹⁾	19 158	17 827	19 125
Capitaux Employés moyens ⁽¹⁾	151 105	141 802	144 629
ROACE ⁽¹⁾	12,7%	12,6%	13,2%

6. Comptes sociaux de TotalEnergies SE

Le résultat de TotalEnergies SE, société mère, s'établit à 2 684 millions d'euros au premier trimestre 2026 contre 3 726 millions d'euros au premier trimestre 2025.

7. Sensibilités sur l'année 2026 ⁽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)	+/- 1 \$/b	+/- 0,3 G\$	+/- 0,4 G\$

⁽¹⁶⁾ Sensibilités mises à jour une fois par an, à l'occasion de la publication des résultats du 4ème trimestre de l'année précédente. Les sensibilités indiquées sont des estimations préparées sur la base de la vision actuelle de TotalEnergies de son portefeuille 2026. 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 60-70 \$/b.

8. Perspectives

Dans le contexte du conflit au Moyen-Orient, les marchés pétroliers se maintiennent à des niveaux élevés autour de 100 \$/b et restent extrêmement volatils. Compte tenu du délai de remise en service des installations de production au Moyen-Orient (2 à 3 mois), les prix devraient se maintenir à un niveau élevé durant le deuxième trimestre. En outre, l'impact de ce conflit sur les stocks d'hydrocarbures dans le monde conduit à ne plus considérer le scénario de surplus sur l'année 2026 qui était anticipé en début d'année.

Les prix du gaz européens du deuxième trimestre sur les marchés *forward* sont élevés autour de 14-15 \$/Mbtu, dans un contexte de reconstitution des stocks en Europe, dont les niveaux au sortir de l'hiver (25 %) sont au plus bas des cinq dernières années. La compétition entre la demande de GNL en Europe pour reconstituer les stocks et celle pour la saison chaude en Asie devrait soutenir les cours dans les prochains mois.

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 autour de 10 \$/Mbtu au deuxième trimestre 2026.

Hors impact du conflit au Moyen-Orient, la production du deuxième trimestre est attendue en croissance d'environ 4 % sur un an, en ligne avec la croissance observée au premier trimestre. Cependant, à la fin du mois d'avril la production arrêtée au Qatar, en Irak et offshore aux Émirats Arabes Unis représente environ 15 % de la production totale de la Compagnie.

Le taux d'utilisation des raffineries devrait être entre 80 et 85 % au deuxième trimestre, compte tenu notamment de l'impact de la réduction de capacité de SATORP en Arabie Saoudite et du grand arrêt planifié d'une durée de deux mois sur la raffinerie de Donges, en France.

Compte tenu de la finalisation de la transaction avec EPH le 29 avril 2026, le secteur Integrated Power devrait bénéficier sur l'année 2026 de 10 TWh de production nette d'électricité, en ligne avec les 15 TWh de *guidance* sur une année pleine et d'une contribution de plus de 500 M\$ de cash-flow disponible.

La Compagnie confirme ses investissements prévus pour l'année pour un montant net prévu à 15 G\$ sur 2026, en ligne avec la *guidance* annuelle. La Compagnie examine la possibilité d'accélérer des projets à cycle court pour tirer parti des prix actuels des hydrocarbures.

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 vous connecter au 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)	1T26	4T25	1T26 vs 4T25	1T25	1T26 vs 1T25
Europe	570	546	+4%	571	-
Afrique	431	442	-2%	424	+2%
Moyen-Orient et Afrique du Nord	777	840	-8%	849	-9%
Amériques	487	459	+6%	424	+15%
Asie Pacifique	288	258	+11%	290	-1%
Production totale	2 553	2 545	-	2 558	-
dont filiales mises en équivalence	356	360	-1%	390	-9%

Production de liquides par zone géographique (kb/j)	1T26	4T25	1T26 vs 4T25	1T25	1T26 vs 1T25
Europe	209	212	-2%	216	-3%
Afrique	299	318	-6%	312	-4%
Moyen-Orient et Afrique du Nord	615	676	-9%	680	-10%
Amériques	259	251	+3%	202	+28%
Asie Pacifique	99	98	+1%	106	-6%
Production totale	1 481	1 555	-5%	1 516	-2%
dont filiales mises en équivalence	131	153	-14%	163	-20%

Production de gaz par zone géographique (Mpc/j)	1T26	4T25	1T26 vs 4T25	1T25	1T26 vs 1T25
Europe	1 944	1 796	+8%	1 920	+1%
Afrique	670	628	+7%	567	+18%
Moyen-Orient et Afrique du Nord	884	928	-5%	920	-4%
Amériques	1 263	1 154	+9%	1 237	+2%
Asie Pacifique	1 038	875	+19%	1 011	+3%
Production totale	5 799	5 381	+8%	5 655	+3%
dont filiales mises en équivalence	1 222	1 132	+8%	1 237	-1%

9.2 Aval (Raffinage-Chimie et Marketing & Services)

Ventes de produits raffinés par zone géographique (kb/j)	1T26	4T25	1T26 vs 4T25	1T25	1T26 vs 1T25
Europe	1 766	1 774	-	1 677	+5%
Afrique	531	517	+3%	618	-14%
Amériques	1 134	958	+18%	1 073	+6%
Reste du monde	986	921	+7%	945	+4%
Total des ventes	4 416	4 170	+6%	4 313	+2%
dont ventes massives raffinage	361	366	-1%	344	+5%
dont négoce international	2 849	2 557	+11%	2 703	+5%

Production de produits pétrochimiques* (kt)	1T26	4T25	1T26 vs 4T25	1T25	1T26 vs 1T25
Europe	989	985	-	984	+1%
Amériques	676	775	-13%	694	-3%
Moyen-Orient et Asie	677	651	+4%	745	-9%

* Oléfines, polymères.

9.3 Integrated Power

9.3.1 Production nette d'électricité

Production nette d'électricité (TWh)	1T26						4T25					
	Solaire	Eolien terrestre	Eolien en mer	Gaz	Autres	Total	Solaire	Eolien terrestre	Eolien en mer	Gaz	Autres	Total
France	0,2	0,4	-	1,2	0,0	1,7	0,2	0,3	-	1,4	0,0	2,0
Reste de l'Europe	0,1	0,6	0,4	1,5	0,1	2,6	0,1	0,5	0,3	1,9	0,0	2,9
Afrique	0,0	-	-	-	0,1	0,2	0,0	-	-	-	0,1	0,1
Moyen Orient	0,2	-	-	0,2	-	0,4	0,2	-	-	0,2	-	0,4
Amérique du Nord	0,9	0,6	-	0,7	-	2,2	1,0	0,5	-	1,0	-	2,6
Amérique du Sud	0,2	0,9	-	-	-	1,0	0,1	1,2	-	-	-	1,3
Inde	2,8	0,3	-	-	-	3,1	2,5	0,2	-	-	-	2,7
Asie Pacifique	0,3	0,0	0,2	-	-	0,5	0,3	0,0	0,2	-	-	0,6
Total	4,7	2,7	0,6	3,5	0,2	11,7	4,6	2,8	0,5	4,5	0,2	12,6

9.3.2 Capacités nettes installées de génération électrique

Capacités nettes installées de génération électrique (GW) ⁽¹⁸⁾	1T26						4T25					
	Solaire	Eolien terrestre	Eolien en mer	Gaz	Autres	Total	Solaire	Eolien terrestre	Eolien en mer	Gaz	Autres	Total
France	0,8	0,6	-	2,7	0,2	4,2	0,8	0,5	-	2,7	0,2	4,2
Reste de l'Europe	0,6	1,0	0,3	2,1	0,1	4,1	0,6	1,0	0,3	2,1	0,1	4,1
Afrique	0,1	-	-	-	0,1	0,2	0,1	-	-	-	0,1	0,2
Moyen Orient	0,7	-	-	0,3	-	1,0	0,5	-	-	0,3	-	0,8
Amérique du Nord	3,1	0,9	-	2,0	0,5	6,5	3,0	0,9	-	2,0	0,5	6,4
Amérique du Sud	0,5	1,2	-	-	-	1,7	0,5	1,2	-	-	-	1,7
Inde	7,0	0,6	-	-	0,1	7,7	6,7	0,6	-	-	-	7,2
Asie Pacifique	1,2	0,0	0,2	-	-	1,4	1,2	0,0	0,2	-	-	1,4
Total	14,0	4,3	0,5	7,0	1,1	26,8	13,4	4,1	0,5	7,0	1,0	26,0

⁽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)}	1T26					4T25				
	Solaire	Eolien terrestre	Eolien en mer	Autres	Total	Solaire	Eolien terrestre	Eolien en mer	Autres	Total
France	1,3	0,9	0,0	0,2	2,4	1,4	0,9	0,0	0,2	2,5
Reste de l'Europe	0,7	1,7	1,1	0,3	3,8	0,7	1,7	1,1	0,3	3,8
Afrique	0,3	0,0	0,0	0,4	0,7	0,3	0,0	0,0	0,4	0,7
Moyen Orient	1,6	0,0	0,0	0,0	1,6	1,3	0,0	0,0	0,0	1,3
Amérique du Nord	7,8	2,3	0,0	1,2	11,3	7,3	2,3	0,0	1,0	10,6
Amérique du Sud	0,6	1,8	0,0	0,0	2,4	0,6	1,8	0,0	0,0	2,4
Inde	10,1	0,7	0,0	0,1	10,8	9,7	0,6	0,0	0,0	10,3
Asie Pacifique	1,9	0,0	0,6	0,0	2,5	1,8	0,0	0,6	0,0	2,5
Total	24,3	7,4	1,8	2,1	35,6	23,1	7,3	1,8	1,9	34,1

Capacités brutes en construction de génération électrique renouvelable (GW) ^{(19),(20)}	1T26					4T25				
	Solaire	Eolien terrestre	Eolien en mer	Autres	Total	Solaire	Eolien terrestre	Eolien en mer	Autres	Total
France	0,1	0,1	0,0	0,0	0,3	0,1	0,2	0,0	0,0	0,3
Reste de l'Europe	0,9	0,1	0,8	0,4	2,1	0,7	0,1	0,8	0,4	2,1
Afrique	0,2	0,2	0,0	0,0	0,4	0,2	0,1	0,0	0,0	0,4
Moyen Orient	1,4	0,2	0,0	0,0	1,7	1,7	0,2	0,0	0,0	2,0
Amérique du Nord	0,8	0,1	0,0	0,3	1,2	0,8	0,0	0,0	0,5	1,3
Amérique du Sud	1,1	0,3	0,0	0,3	1,7	0,7	0,1	0,0	0,3	1,1
Inde	0,3	0,0	0,0	0,0	0,3	0,8	0,0	0,0	0,0	0,8
Asie Pacifique	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,3	0,0	0,0	0,0	0,3
Total	4,9	1,0	0,8	1,0	7,7	5,5	0,8	0,8	1,2	8,3

Capacités brutes en développement de génération électrique renouvelable (GW) ^{(19),(20)}	1T26					4T25				
	Solaire	Eolien terrestre	Eolien en mer	Autres	Total	Solaire	Eolien terrestre	Eolien en mer	Autres	Total
France	0,8	0,5	1,5	0,0	2,8	0,9	0,5	1,5	0,1	2,9
Reste de l'Europe	5,2	2,0	14,3	4,2	25,7	5,9	1,8	14,3	3,6	25,6
Afrique	1,1	0,5	0,0	0,0	1,6	0,3	0,2	0,0	0,0	0,5
Moyen Orient	1,2	0,0	0,0	0,0	1,2	1,1	0,0	0,0	0,0	1,1
Amérique du Nord	10,8	3,7	4,1	5,0	23,6	10,8	3,8	4,1	5,4	24,2
Amérique du Sud	0,7	1,7	0,0	0,0	2,5	1,3	1,3	0,0	0,0	2,6
Inde	1,5	0,0	0,0	0,0	1,5	1,6	0,0	0,0	0,0	1,6
Asie Pacifique	2,7	1,1	2,6	1,1	7,5	3,0	1,1	2,6	1,1	7,8
Total	23,9	9,6	22,5	10,3	66,4	24,9	8,8	22,5	10,1	66,3

⁽¹⁹⁾ Dont 17,25 % 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	1T26	4T25	1T25
Résultat net (part TotalEnergies)	5 810	2 906	3 851
Eléments non-récurrents du résultat net (part TotalEnergies)	(1 031)	(644)	(108)
Plus ou moins value de cession	252	203	-
Charges de restructuration	(22)	(51)	-
Dépréciations et provisions exceptionnelles	(1 148)	(661)	-
Autres éléments	(113)	(135)	(108)
Effet de stock : écart FIFO / coût de remplacement, net d'impôt	1 507	(232)	(78)
Effet des variations de juste valeur	(60)	(55)	(155)
Total des éléments d'ajustement du résultat net (part TotalEnergies)	416	(931)	(341)
Résultat net ajusté (part TotalEnergies)	5 394	3 837	4 192

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	1T26	4T25	1T26 vs 4T25	1T25	1T26 vs 1T25
Résultat net (part TotalEnergies)	5 810	2 906	+100%	3 851	+51%
Moins: éléments d'ajustement du résultat net (part TotalEnergies)	(416)	931	ns	341	ns
Résultat net ajusté (part TotalEnergies)	5 394	3 837	+41%	4 192	+29%
<i>Éléments ajustés</i>					
Plus: intérêts ne conférant pas le contrôle	78	36	x2,2	70	+11%
Plus: charge / (produit) d'impôt	3 324	2 273	+46%	2 705	+23%
Plus: amortissements et dépréciations des immobilisations corporelles et droits miniers	3 097	3 184	-3%	2 998	+3%
Plus: amortissements et dépréciations des immobilisations incorporelles	90	99	-9%	83	+8%
Plus: coût de l'endettement financier brut	791	833	-5%	725	+9%
Moins: produits et charges de trésorerie et d'équivalents de trésorerie	(222)	(196)	ns	(269)	ns
EBITDA Ajusté	12 552	10 066	+25%	10 504	+19%

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

En millions de dollars	1T26	4T25	1T26 vs 4T25	1T25	1T26 vs 1T25
<i>Éléments ajustés</i>					
Produits des ventes	49 516	45 925	+8%	47 899	+3%
Achats, nets de variation de stocks	(29 119)	(29 164)	ns	(30 563)	ns
Autres charges d'exploitation	(8 563)	(7 783)	ns	(7 542)	ns
Charges d'exploration	(133)	(177)	ns	(81)	ns
Autres produits	185	592	-69%	247	-25%
Autres charges hors amortissements et dépréciations des immobilisations incorporelles	(114)	(144)	ns	(216)	ns
Autres produits financiers	294	299	-2%	294	-
Autres charges financières	(223)	(221)	ns	(249)	ns
Quote-part du résultat net des sociétés mises en équivalence	709	739	-4%	715	-1%
EBITDA Ajusté	12 552	10 066	+25%	10 504	+19%
<i>Éléments ajustés</i>					
Moins: amortissements et dépréciations des immobilisations corporelles et droits miniers	(3 097)	(3 184)	ns	(2 998)	ns
Moins: amortissements et dépréciations des immobilisations incorporelles	(90)	(99)	ns	(83)	ns
Moins: coût de l'endettement financier brut	(791)	(833)	ns	(725)	ns
Plus: produits et charges de trésorerie et d'équivalents de trésorerie	222	196	+13%	269	-17%
Moins: produit (charge) d'impôt	(3 324)	(2 273)	ns	(2 705)	ns
Moins: intérêts ne conférant pas le contrôle	(78)	(36)	ns	(70)	ns
Plus: éléments d'ajustements (part TotalEnergies)	416	(931)	ns	(341)	ns
Résultat net (part TotalEnergies)	5 810	2 906	+100%	3 851	+51%

10.3 Investissements – Désinvestissements

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

En millions de dollars	1T26	4T25	1T26 vs 4T25	1T25	1T26 vs 1T25
Flux de trésorerie d'investissement (a) *	4 312	3 434	26%	4 805	-10%
Autres opérations avec des intérêts ne conférant pas le contrôle (b)	-	(331)	-100%	-	ns
Remboursement organique de prêts SME (c)	49	-	ns	6	x8,2
Variation de dettes de projets renouvelables (d) **	14	(821)	ns	-	ns
Capex liés aux contrats de location capitalisés (e)	75	115	-35%	108	-31%
Dépenses liées aux crédits carbone (f)	28	49	-43%	2	x14
Investissements nets (a + b + c + d + e + f = g - i + h)	4 478	2 446	83%	4 921	-9%
Dont acquisitions nettes de cessions (g - i)	(172)	(1 573)	ns	420	ns
Acquisitions (g)	392	507	-23%	836	-53%
Cessions (i)	564	2 080	-73%	416	+36%
Variation de dette de projets renouvelables quote-part partenaire et plus-value de cession	(18)	308	ns	-	ns
Dont investissements organiques (h)	4 650	4 019	16%	4 501	+3%
Exploration capitalisée	73	99	-26%	111	-34%
Augmentation des prêts non courants	301	559	-46%	568	-47%
Remboursement des prêts non courants, hors remboursement organique de prêts SME	(276)	(259)	ns	(103)	ns
Variation de dettes de projets renouvelables quote-part TotalEnergies	(4)	(513)	ns	-	ns

* Les flux de trésorerie d'investissement n'incluent pas les augmentations d'immobilisations corporelles résultant de l'accord de portage d'Apache sur le projet GranMorgu du bloc offshore 58 au Suriname qui ont donné lieu à un financement spécifique des fournisseurs comptabilisé en dettes financières. Ces augmentations s'établissent à 218 millions de dollars au 1er trimestre 2026. Le règlement de ces fournisseurs est classé en flux de financement

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

10.4 Cash-flow

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	1T26	4T25	1T26 vs 4T25	1T25	1T26 vs 1T25
Flux de trésorerie d'exploitation (a)	3 361	10 471	-68%	2 563	+31%
Diminution (augmentation) du besoin en fonds de roulement (b) *	(6 993)	3 814	ns	(4 316)	ns
Effet de stock (c)	1 849	(299)	ns	(107)	ns
Plus-value de cession de projets renouvelables (d)	22	212	-90%	-	ns
Remboursement organique de prêts SME (e)	49	-	ns	6	x8,2
Marge brute d'autofinancement (CFFO) (f = a - b - c + d + e)	8 576	7 168	+20%	6 992	+23%
Frais financiers	(403)	(425)	ns	(284)	ns
Marge brute d'autofinancement hors frais financiers (DACF)	8 979	7 593	+18%	7 276	+23%
Investissements organiques (g)	4 650	4 019	+16%	4 501	+3%
Cash flow après investissements organiques (f - g)	3 926	3 149	+25%	2 491	+58%
Investissements nets (h)	4 478	2 446	+83%	4 921	-9%
Cash flow net (f - h)	4 098	4 722	-13%	2 071	+98%

* 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	31/03/2026	31/12/2025	31/03/2025
Dettes financières courantes *	10 596	10 162	10 983
Autres passifs financiers courants	243	388	897
Actifs financiers courants **	(3 837)	(3 093)	(5 892)
Actifs et passifs financiers destinés à être cédés ou échangés *	3	7	41
Dettes financières non courantes *	43 468	40 944	37 862
Actifs financiers non courants *	(1 731)	(1 991)	(953)
Total trésorerie et équivalents de trésorerie	(25 693)	(26 202)	(22 837)
Dettes nettes (a)	23 049	20 215	20 101
Capitaux propres (part TotalEnergies)	122 541	114 883	117 956
Intérêts minoritaires (ne conférant pas le contrôle)	2 696	2 640	2 465
Capitaux propres (b)	125 237	117 523	120 421
Ratio d'endettement = a / (a + b)	15,5%	14,7%	14,3%
<i>Dettes nettes de location (c)</i>	<i>8 491</i>	<i>8 567</i>	<i>8 533</i>
<i>Ratio d'endettement y compris dettes nettes de location (a+c)/(a+b+c)</i>	<i>20,1%</i>	<i>19,7%</i>	<i>19,2%</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.

10.6 Rentabilité des capitaux employés moyens

Période du 1er avril 2025 au 31 mars 2026

En millions de dollars	Exploration- Production	Integrated LNG	Integrated Power	Raffinage- Chimie	Marketing & Services	Compagnie
Résultat opérationnel net ajusté	8 524	4 133	2 254	3 676	1 395	19 158
Capitaux employés au 31/03/2025	65 397	42 998	23 740	8 404	6 840	147 764
Capitaux employés au 31/03/2026	68 315	47 700	24 532	7 545	5 937	154 446
ROACE	12,7%	9,1%	9,3%	46,1%	21,8%	12,7%

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 comptabilisés 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 a 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 :

Sauf indication contraire, 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 » et « 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. Le terme « Société » utilisé dans ce document est utilisé pour désigner exclusivement TotalEnergies SE, société mère de la Compagnie.

Ce communiqué de presse présente les résultats du premier trimestre 2026 et les trois premiers mois de l'année 2026, issus des comptes consolidés de TotalEnergies SE au 31 mars 2026 (non audités). Les comptes consolidés de TotalEnergies SE au 31 mars 2026 ont fait l'objet d'un examen limité par les Commissaires aux comptes. L'annexe au comptes consolidés (non audités) est disponibles sur le site de la Société, www.totalenergies.com.

Ce document peut contenir des déclarations prospectives (incluant des *forward-looking statements* au sens du Private Securities Litigation Reform Act de 1995), concernant notamment la situation financière, les résultats d'opérations, les activités et la stratégie de TotalEnergies et les attentes concernant les rendements pour les actionnaires, notamment en ce qui concerne les dividendes futurs et les rachats d'actions. Ce document peut également contenir des indications sur les perspectives, objectifs, axes de progrès et ambitions de TotalEnergies SE, notamment en ce qui concerne le changement climatique et la neutralité carbone. Une ambition exprime un résultat souhaité par TotalEnergies, étant précisé que les moyens à mettre en œuvre pour l'atteindre ne dépendent pas uniquement de TotalEnergies.

Ces déclarations prospectives peuvent être identifiées par l'utilisation du futur, du conditionnel ou de termes à caractère prospectif tels que « sera », « devrait », « pourrait », « serait », « peut », « vraisemblablement », « envisager », « avoir l'intention », « anticiper », « croire », « estimer », « considérer », « planifier », « prévoir », « penser », « avoir pour objectif », « avoir pour ambition », « s'engager », « viser » ou toute terminologie similaire. Ces déclarations prospectives contenues dans ce document sont fondées sur des données économiques, hypothèses et estimations établies dans un contexte économique, concurrentiel et réglementaire donné et considérées comme raisonnables par TotalEnergies à la date de publication 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 sont incertaines et sont susceptibles d'évoluer ou d'être modifiées avec un écart significatif entre les résultats réels et ceux envisagés, en raison notamment des incertitudes liées 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 dans la production et l'estimation des réserves, la capacité à réduire les coûts et à améliorer l'efficacité opérationnelle sans perturber indûment les opérations, les changements législatifs et réglementaires, notamment en matière d'environnement et de climat, les fluctuations monétaires, les innovations technologiques, les conditions et événements météorologiques, ainsi que les évolutions sociodémographiques, économiques et politiques, les changements dans les conditions de marché, la perte de parts de marché, les modifications des préférences des consommateurs ou les pandémies, ainsi que les autres facteurs de risque décrits régulièrement dans les documents de la Société, notamment son Document d'enregistrement universel déposé auprès de l'Autorité des marchés financiers, son rapport annuel (Form 20-F) déposé auprès de la Securities and Exchange Commission (« SEC »), ainsi que les autres rapports déposés ou transmis à la SEC.

Les décisions relatives à de futurs acomptes sur dividende ou dividendes annuels définitifs, postérieurs à l'acompte sur dividende payable le 2 octobre 2026 (ou le 21 octobre 2026 pour les détenteurs inscrits au registre américain), n'ont pas encore été arrêtées par le Conseil d'administration ou approuvées par les actionnaires en assemblée générale. Les attentes de la direction concernant les dividendes futurs constituent des déclarations prospectives et ne sont pas contraignantes. Le Conseil d'administration conserve toute latitude pour décider de distribuer un acompte sur dividende, en déterminer le montant et la date de versement, ainsi que pour arrêter le dividende qui sera soumis à l'approbation des actionnaires en assemblée générale, en fonction de divers facteurs, notamment les résultats financiers de TotalEnergies, la solidité de son bilan, ses besoins de trésorerie et en terme de liquidité, ses perspectives, les prix des matières premières et tout autre élément jugé pertinent par le Conseil d'administration.

Les lecteurs ne doivent pas considérer les déclarations prospectives comme des données certaines, mais comme l'expression du point de vue de la Société à la date de publication du présent document.

TotalEnergies SE et ses filiales n'ont aucune obligation, ne prennent aucun engagement et déclinent expressément toute responsabilité vis-à-vis des investisseurs ou de toute autre partie prenante de mettre à jour ou de réviser, en particulier en raison d'informations nouvelles ou d'événements futurs, tout ou partie des déclarations, informations prospectives, tendances ou objectifs contenus dans ce document. Par ailleurs, la Société n'a pas vérifié et n'est pas tenue de vérifier les données provenant de tiers contenues dans ce document 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 décrites dans la version la plus récente du Document d'enregistrement universel déposé par TotalEnergies SE auprès de l'Autorité des marchés financiers et dans le rapport annuel (20-F) déposé auprès de la SEC.

En outre, les développements relatifs au changement climatique et à d'autres enjeux environnementaux ou sociaux présentés dans ce document reposent sur différents cadres de référence et prennent en considération les intérêts de diverses parties prenantes, lesquels sont susceptibles d'évoluer indépendamment de notre volonté. Par ailleurs, nos informations publiées sur ces thématiques, y compris celles relatives au changement climatique et à d'autres enjeux environnementaux ou sociaux, peuvent inclure des éléments qui ne sont pas nécessairement considérés comme « significatifs » (« material ») au sens des lois américaines sur les valeurs mobilières applicables aux obligations d'information auprès de la SEC, ni au regard du droit des marchés financiers concernés.

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 décrits ci-après (résultat opérationnel net ajusté, résultat net ajusté), le cash flow net, le cash flow après investissements organiques, le ratio d'endettement normalisé, la rentabilité des capitaux propres (Return on Equity – ROE), la rentabilité des capitaux employés moyens (Return on Average Capital Employed – ROACE), le ratio d'endettement (gearing ratio), la marge brute d'autofinancement, le DACF (debt adjusted cash flow), ainsi que le taux de retour à l'actionnaire (payout). 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 évaluer la performance de TotalEnergies.

Les informations financières sectorielles sont présentées conformément au système de reporting interne et reflètent les données sectorielles internes utilisées pour gérer et évaluer la performance de TotalEnergies. TotalEnergies évalue sa performance au niveau de chaque secteur d'activité sur la base du résultat net opérationnel ajusté.

Ces 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 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 – 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 le site internet de la Société 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 2026, normes IFRS

Compte de résultat consolidé

TotalEnergies

(non audité)

	1 ^{er} trimestre 2026	4 ^{ème} trimestre 2025	1 ^{er} trimestre 2025
<i>(en millions de dollars)^(a)</i>			
Chiffre d'affaires	54 163	50 624	52 254
Droits d'accises	(4 647)	(4 699)	(4 355)
Produits des ventes	49 516	45 925	47 899
Achats, nets de variation de stocks	(27 347)	(29 536)	(30 855)
Autres charges d'exploitation	(8 675)	(7 925)	(7 564)
Charges d'exploration	(133)	(177)	(81)
Amortissements et dépréciations des immobilisations corporelles et droits miniers	(3 206)	(3 776)	(2 998)
Autres produits	471	806	247
Autres charges	(1 225)	(821)	(291)
Coût de l'endettement financier brut	(791)	(833)	(725)
Produits et charges de trésorerie et d'équivalents de trésorerie	222	233	290
Coût de l'endettement financier net	(569)	(600)	(435)
Autres produits financiers	294	324	318
Autres charges financières	(223)	(221)	(249)
Quote-part du résultat net des sociétés mises en équivalence	817	759	663
Produit (Charge) d'impôt	(3 788)	(1 830)	(2 733)
Résultat net de l'ensemble consolidé	5 932	2 928	3 921
Part TotalEnergies	5 810	2 906	3 851
Intérêts ne conférant pas le contrôle	122	22	70
Résultat net par action (en \$)	2,68	1,31	1,69
Résultat net dilué par action (en \$)	2,64	1,30	1,68

(a) Excepté pour les résultats nets par action.

Résultat global consolidé

TotalEnergies

(non audité)

	1 ^{er} trimestre 2026	4 ^{ème} trimestre 2025	1 ^{er} trimestre 2025
<i>(en millions de dollars)</i>			
Résultat net de l'ensemble consolidé	5 932	2 928	3 921
Autres éléments du résultat global			
Pertes et gains actuariels	1	28	–
Variation de juste valeur des placements en instruments de capitaux propres	112	(161)	12
Effet d'impôt	(25)	51	1
Écart de conversion de consolidation de la société-mère	(1 792)	49	2 882
Sous-total des éléments ne pouvant faire l'objet d'un reclassement en résultat	(1 704)	(33)	2 895
Écart de conversion de consolidation	1 904	(133)	(2 017)
Couverture de flux futurs	937	(46)	(833)
Variation du basis spread des opérations en monnaie étrangère	4	(3)	15
Quote-part du résultat global des sociétés mises en équivalence, net d'impôt	155	(98)	(100)
Autres éléments	1	(4)	7
Effet d'impôt	(235)	18	205
Sous-total des éléments pouvant faire l'objet d'un reclassement en résultat	2 766	(266)	(2 723)
Total autres éléments du résultat global (après impôt)	1 062	(299)	172
Résultat global	6 994	2 629	4 093
– Part TotalEnergies	6 884	2 596	4 007
– Intérêts ne conférant pas le contrôle	110	33	86

Bilan consolidé

TotalEnergies

<i>(en millions de dollars)</i>	31 mars 2026 <i>(non audité)</i>	31 décembre 2025	31 mars 2025 <i>(non audité)</i>
ACTIF			
Actifs non courants			
Immobilisations incorporelles	36 387	37 345	34 543
Immobilisations corporelles	116 240	114 694	112 249
Sociétés mises en équivalence : titres et prêts	39 123	38 090	35 687
Autres titres	2 097	1 914	1 860
Actifs financiers non courants	2 877	3 270	2 231
Impôts différés	2 986	3 358	3 360
Autres actifs non courants	2 640	2 915	4 000
Total actifs non courants	202 350	201 586	193 930
Actifs courants			
Stocks	23 932	16 663	19 037
Clients et comptes rattachés	22 977	18 559	24 882
Autres créances	33 877	20 437	22 423
Actifs financiers courants	4 173	3 332	6 237
Trésorerie et équivalents de trésorerie	25 693	26 202	22 837
Actifs destinés à être cédés ou échangés	1 560	4 276	1 711
Total actifs courants	112 212	89 469	97 127
Total actif	314 562	291 055	291 057
PASSIF ET CAPITAUX PROPRES			
Capitaux propres			
Capital	7 007	7 059	7 231
Primes et réserves consolidées	133 317	125 860	128 787
Écarts de conversion	(13 900)	(14 033)	(14 508)
Actions autodétenues	(3 883)	(4 003)	(3 554)
Total des capitaux propres - part TotalEnergies	122 541	114 883	117 956
Intérêts ne conférant pas le contrôle	2 696	2 640	2 465
Total des capitaux propres	125 237	117 523	120 421
Passifs non courants			
Impôts différés	12 990	12 634	12 621
Engagements envers le personnel	1 974	2 018	1 824
Provisions et autres passifs non courants	18 693	17 322	19 872
Dettes financières non courantes	51 426	48 995	45 858
Total passifs non courants	85 083	80 969	80 175
Passifs courants			
Fournisseurs et comptes rattachés	42 693	38 065	42 554
Autres créditeurs et dettes diverses	47 512	36 344	32 505
Dettes financières courantes	12 582	12 038	13 134
Autres passifs financiers courants	243	388	897
Passifs relatifs aux actifs destinés à être cédés ou échangés	1 212	5 728	1 371
Total passifs courants	104 242	92 563	90 461
Total passif et capitaux propres	314 562	291 055	291 057

Tableau de flux de trésorerie consolidé

TotalEnergies

(non audité)

<i>(en millions de dollars)</i>	1 ^{er} trimestre 2026	4 ^{ème} trimestre 2025	1 ^{er} trimestre 2025
FLUX DE TRÉSORERIE D'EXPLOITATION			
Résultat net de l'ensemble consolidé	5 932	2 928	3 921
Amortissements et pertes de valeur des immobilisations corporelles et incorporelles	4 149	3 996	3 086
Provisions et impôts différés	591	316	209
(Plus) Moins-value sur cessions d'actifs	(320)	(655)	25
Dividendes moins quote-part des résultats des sociétés mises en équivalence	(187)	(203)	(423)
Diminution (augmentation) du besoin en fonds de roulement	(6 968)	3 867	(4 232)
Autres, nets	164	222	(23)
Flux de trésorerie d'exploitation	3 361	10 471	2 563
FLUX DE TRÉSORERIE D'INVESTISSEMENT			
Investissements corporels et incorporels	(4 621)	(4 153)	(4 222)
Coût d'acquisition de sociétés consolidées, net de la trésorerie acquise	(79)	(140)	(232)
Coût d'acquisition de titres	(221)	(343)	(311)
Augmentation des prêts non courants	(301)	(559)	(568)
Investissements	(5 222)	(5 195)	(5 333)
Produits de cession d'actifs corporels et incorporels	181	730	301
Produits de cession de titres consolidés, net de la trésorerie cédée	397	451	117
Produits de cession d'autres titres	7	321	1
Remboursement de prêts non courants	325	259	109
Désinvestissements	910	1 761	528
Flux de trésorerie d'investissement	(4 312)	(3 434)	(4 805)
FLUX DE TRÉSORERIE DE FINANCEMENT			
Variation de capital :			
– actionnaires de la société mère	–	–	–
– actions propres	(775)	(1 506)	(2 152)
Dividendes payés :			
– aux actionnaires de la société mère	(2 123)	(2 160)	(1 851)
– aux intérêts ne conférant pas le contrôle	(9)	(81)	(139)
Émission nette de titres subordonnés à durée indéterminée	1 751	–	(1 139)
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	(154)	(122)	(128)
Autres opérations avec les intérêts ne conférant pas le contrôle	(16)	313	(20)
Émission nette d'emprunts non courants	3 584	611	3 431
Variation des dettes financières courantes	(1 283)	(1 985)	150
Variation des actifs et passifs financiers courants	(469)	686	718
Flux de trésorerie de financement	506	(4 244)	(1 130)
Augmentation (diminution) de la trésorerie	(445)	2 793	(3 372)
Incidence des variations de change	(64)	(6)	365
Trésorerie en début de période	26 202	23 415	25 844
Trésorerie en fin de période	25 693	26 202	22 837

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 2025	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	-	-	-
Paiements 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
Résultat net du 1er avril au 31 décembre 2025	-	-	9 276	-	-	-	9 276	160	9 436
Autres éléments du résultat global	-	-	(402)	475	-	-	73	61	134
Résultat Global	-	-	8 874	475	-	-	9 349	221	9 570
Dividendes	-	-	(8 135)	-	-	-	(8 135)	(343)	(8 478)
Émissions d'actions	11 149 053	30	462	-	-	-	492	-	492
Rachats d'actions	-	-	-	-	(88 866 748)	(4 893)	(4 893)	-	(4 893)
Cessions d'actions ^(a)	-	-	(1)	-	12 396	1	-	-	-
Paiements en actions	-	-	473	-	-	-	473	-	473
Annulation d'actions	(74 620 711)	(202)	(4 309)	-	74 620 711	4 442	(69)	-	(69)
Emission nette de titres subordonnés à durée indéterminée	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	-	-	(243)	-	-	-	(243)	-	(243)
Autres opérations avec les intérêts ne conférant pas le contrôle	-	-	(1)	-	-	-	(1)	306	305
Autres éléments	-	-	(47)	-	-	1	(46)	(9)	(55)
Au 31 décembre 2025	2 206 585 543	7 059	125 860	(14 033)	(63 702 529)	(4 003)	114 883	2 640	117 523
Résultat net du premier trimestre 2026	-	-	5 810	-	-	-	5 810	122	5 932
Autres éléments du résultat global	-	-	941	133	-	-	1 074	(12)	1 062
Résultat Global	-	-	6 751	133	-	-	6 884	110	6 994
Dividendes	-	-	-	-	-	-	-	(9)	(9)
Émissions d'actions	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rachats d'actions	-	-	-	-	(9 387 297)	(1 002)	(1 002)	-	(1 002)
Cessions d'actions ^(a)	-	-	-	-	1 640	-	-	-	-
Paiements en actions	-	-	118	-	-	-	118	-	118
Annulation d'actions	(18 185 068)	(52)	(1 093)	-	18 185 068	1 122	(23)	-	(23)
Emission nette de titres subordonnés à durée indéterminée	-	-	1 751	-	-	-	1 751	-	1 751
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	-	-	(87)	-	-	-	(87)	-	(87)
Autres opérations avec les intérêts ne conférant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	(16)	(16)
Autres éléments	-	-	17	-	-	-	17	(29)	(12)
Au 31 mars 2026	2 188 400 475	7 007	133 317	(13 900)	(54 903 118)	(3 883)	122 541	2 696	125 237

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

Informations par secteur d'activité

TotalEnergies

(non audité)

1er trimestre 2026 (en millions de dollars)	Exploration - Production	Integrated LNG	Integrated Power	Raffinage - Chimie	Marketing & Services	Holding	Éliminations de consolidation	Total
Chiffre d'affaires externe	1 119	2 930	5 441	24 180	20 489	4	–	54 163
Chiffre d'affaires intersecteurs	9 003	2 810	727	8 215	119	33	(20 907)	–
Droits d'accises	–	–	–	(167)	(4 480)	–	–	(4 647)
Produits des ventes	10 122	5 740	6 168	32 228	16 128	37	(20 907)	49 516
Charges d'exploitation	(3 289)	(4 152)	(5 710)	(28 670)	(14 993)	(248)	20 907	(36 155)
Amortissements et dépréciations des immobilisations corporelles et droits miniers	(1 965)	(421)	(163)	(403)	(230)	(24)	–	(3 206)
Quote-part du résultat net des sociétés mises en équivalence et autres éléments	386	453	(813)	225	(120)	3	–	134
Impôts du résultat opérationnel net	(2 426)	(316)	(53)	(696)	(247)	(99)	–	(3 837)
Ajustements ^(a)	252	(14)	(1 116)	1 085	276	(23)	–	460
Résultat opérationnel net ajusté	2 576	1 318	545	1 599	262	(308)	–	5 992
Ajustements ^(a)								460
Coût net de la dette nette								(520)
Intérêts ne conférant pas le contrôle								(122)
Résultat net - part TotalEnergies								5 810

(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 net du secteur Integrated LNG.

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

1er trimestre 2026 (en millions de dollars)	Exploration - Production	Integrated LNG	Integrated Power	Raffinage - Chimie	Marketing & Services	Holding	Éliminations de consolidation	Total
Investissements	2 860	649	901	616	152	44	–	5 222
Désinvestissements	462	151	218	23	52	4	–	910
Flux de trésorerie d'exploitation	2 969	(1 120)	(145)	1 564	1 068	(975)	–	3 361

Informations par secteur d'activité

TotalEnergies

(non audité)

4ème trimestre 2025 (en millions de dollars)	Exploration - Production	Integrated LNG	Integrated Power	Raffinage - Chimie	Marketing & Services	Holding	Éliminations de consolidation	Total
Chiffre d'affaires externe	1 260	2 427	5 707	21 616	19 625	(11)	–	50 624
Chiffre d'affaires intersecteurs	8 753	2 237	877	6 878	167	37	(18 949)	–
Droits d'accises	–	–	–	(203)	(4 496)	–	–	(4 699)
Produits des ventes	10 013	4 664	6 584	28 291	15 296	26	(18 949)	45 925
Charges d'exploitation	(4 758)	(3 617)	(6 332)	(27 025)	(14 656)	(199)	18 949	(37 638)
Amortissements et dépréciations des immobilisations corporelles et droits miniers	(2 346)	(444)	(336)	(367)	(248)	(35)	–	(3 776)
Quote-part du résultat net des sociétés mises en équivalence et autres éléments	258	469	90	24	14	(8)	–	847
Impôts du résultat opérationnel net	(1 501)	(182)	77	(114)	(165)	(1)	–	(1 886)
Ajustements ^(a)	(139)	(32)	(481)	(192)	(100)	(26)	–	(970)
Résultat opérationnel net ajusté	1 805	922	564	1 001	341	(191)	–	4 442
Ajustements ^(a)								(970)
Coût net de la dette nette								(544)
Intérêts ne conférant pas le contrôle								(22)
Résultat net - part TotalEnergies								2 906

(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 net du secteur Integrated LNG.

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

4ème trimestre 2025 (en millions de dollars)	Exploration - Production	Integrated LNG	Integrated Power	Raffinage - Chimie	Marketing & Services	Holding	Éliminations de consolidation	Total
Investissements	1 881	1 130	1 155	542	326	161	–	5 195
Désinvestissements	663	12	880	35	148	23	–	1 761
Flux de trésorerie d'exploitation	3 821	2 102	1 300	1 716	1 352	180	–	10 471

Informations par secteur d'activité

TotalEnergies

(non audité)

1er trimestre 2025 (en millions de dollars)	Exploration - Production	Integrated LNG	Integrated Power	Raffinage - Chimie	Marketing & Services	Holding	Éliminations de consolidation	Total
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 net du secteur Integrated LNG.

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

1er trimestre 2025 (en millions de dollars)	Exploration - Production	Integrated LNG	Integrated Power	Raffinage - Chimie	Marketing & Services	Holding	Éliminations de consolidation	Total
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

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

(en millions de dollars)	1er trimestre 2026	4ème trimestre 2025	1er trimestre 2025	1er trimestre 2026 vs 1er trimestre 2025
Flux de trésorerie d'investissement (a) *	2 398	1 218	2 689	-11%
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)	71	108	109	-35%
Dépenses liées aux crédits carbone (f)	28	49	2	x14
Investissements nets (a + b + c + d + e + f = g - i + h)	2 497	1 375	2 800	-11%
Dont acquisitions nettes de cessions (g - i)	(227)	(530)	116	ns
Acquisitions (g)	222	79	445	-50%
Cessions (i)	449	609	329	36%
Variation de dette de projets renouvelables quote-part partenaire et plus-value de cession	–	–	–	ns
Dont investissements organiques (h)	2 724	1 905	2 684	1%
Exploration capitalisée	68	88	109	-37%
Augmentation des prêts non courants	52	36	82	-37%
Remboursement des prêts non courants, hors remboursement organique de prêts SME	(13)	(54)	(29)	ns
Variation de dette de projets renouvelables (quote-part TotalEnergies)	–	–	–	ns

*Les flux de trésorerie d'investissement n'incluent pas les augmentations d'immobilisations corporelles résultant de l'accord de portage d'Apache sur le projet GranMorgu du bloc offshore 58 au Suriname qui ont donné lieu à un financement spécifique des fournisseurs comptabilisé en dettes financières. Ces augmentations s'établissent à 218 millions de dollars au 1^{er} trimestre 2026. Le règlement de ces fournisseurs est classé en flux de financement

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

1.2 Integrated LNG

(en millions de dollars)	1er trimestre 2026	4ème trimestre 2025	1er trimestre 2025	1er trimestre 2026 vs 1er trimestre 2025
Flux de trésorerie d'investissement (a)	498	1 118	892	-44%
Autres opérations avec les intérêts ne conférant pas le contrôle (b)	–	(331)	–	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)	3	6	(1)	ns
Dépenses liées aux crédits carbone (f)	–	–	–	ns
Investissements nets (a + b + c + d + e + f = g - i + h)	502	793	892	-44%
Dont acquisitions nettes de cessions (g - i)	92	49	140	-34%
Acquisitions (g)	92	352	144	-36%
Cessions (i)	–	303	4	-100%
Variation de dette de projets renouvelables quote-part partenaire et plus-value de cession	–	–	–	ns
Dont investissements organiques (h)	410	744	752	-45%
Exploration capitalisée	5	11	2	x2,5
Augmentation des prêts non courants	69	211	182	-62%
Remboursement des prêts non courants, hors remboursement organique de prêts SME	(150)	(40)	(5)	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

(en millions de dollars)	1er trimestre 2026	4ème trimestre 2025	1er trimestre 2025	1er trimestre 2026 vs 1er trimestre 2025
Flux de trésorerie d'investissement (a)	683	275	878	-22%
Autres opérations avec les intérêts ne conférant pas le contrôle (b)	–	–	–	ns
Remboursement organique de prêts SME (c)	48	–	5	x9,6
Variation de dette de projets renouvelables (d) *	14	(821)	–	ns
Capex liés aux contrats de location capitalisés (e)	1	1	–	ns
Dépenses liées aux crédits carbone (f)	–	–	–	ns
Investissements nets (a + b + c + d + e + f = g - i + h)	746	(545)	883	-16%
Dont acquisitions nettes de cessions (g - i)	(77)	(1 070)	238	ns
Acquisitions (g)	3	35	245	-99%
Cessions (i)	80	1 105	7	x11,4
Variation de dette de projets renouvelables quote-part partenaire et plus-value de cession	(18)	308	–	ns
Dont investissements organiques (h)	823	525	645	28%
Exploration capitalisée	–	–	–	ns
Augmentation des prêts non courants	101	215	268	-62%
Remboursement des prêts non courants, hors remboursement organique de prêts SME	(72)	(83)	(46)	ns
Variation de dette de projets renouvelables (quote-part TotalEnergies)	(4)	(513)	–	ns

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

1.4 Raffinage-Chimie

(en millions de dollars)	1er trimestre 2026	4ème trimestre 2025	1er trimestre 2025	1er trimestre 2026 vs 1er trimestre 2025
Flux de trésorerie d'investissement (a)	593	507	236	x2,5
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)	593	507	236	x2,5
Dont acquisitions nettes de cessions (g - i)	75	(1)	–	ns
Acquisitions (g)	75	1	–	ns
Cessions (i)	–	2	–	ns
Variation de dette de projets renouvelables quote-part partenaire et plus-value de cession	–	–	–	ns
Dont investissements organiques (h)	518	508	236	x2,2
Exploration capitalisée	–	–	–	ns
Augmentation des prêts non courants	69	67	10	x6,9
Remboursement des prêts non courants, hors remboursement organique de prêts SME	(23)	(33)	(6)	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

(en millions de dollars)	1er trimestre 2026	4ème trimestre 2025	1er trimestre 2025	1er trimestre 2026 vs 1er trimestre 2025
Flux de trésorerie d'investissement (a)	100	178	75	33%
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)	100	178	75	33%
Dont acquisitions nettes de cessions (g - i)	(36)	(45)	(75)	ns
Acquisitions (g)	–	(1)	2	-100%
Cessions (i)	36	44	77	-53%
Variation de dette de projets renouvelables quote-part partenaire et plus-value de cession	–	–	–	ns
Dont investissements organiques (h)	136	223	150	-9%
Exploration capitalisée	–	–	–	ns
Augmentation des prêts non courants	10	27	18	-44%
Remboursement des prêts non courants, hors remboursement organique de prêts SME	(13)	(43)	(17)	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

(en millions de dollars)	1er trimestre 2026	4ème trimestre 2025	1er trimestre 2025	1er trimestre 2026 vs 1er trimestre 2025
Flux de trésorerie d'exploitation (a)	2 969	3 821	3 266	-9%
Diminution (augmentation) du besoin en fonds de roulement (b)	(1 595)	210	(1 025)	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)	4 564	3 611	4 291	6%

INDICATEURS ALTERNATIFS DE PERFORMANCE (Non-GAAP measures)

TotalEnergies

(non audité)

2.2 Integrated LNG

(en millions de dollars)	1er trimestre 2026	4ème trimestre 2025	1er trimestre 2025	1er trimestre 2026 vs 1er trimestre 2025
Flux de trésorerie d'exploitation (a)	(1 120)	2 102	1 743	ns
Diminution (augmentation) du besoin en fonds de roulement (b) *	(2 904)	946	495	ns
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)	1 785	1 156	1 249	43%

*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

(en millions de dollars)	1er trimestre 2026	4ème trimestre 2025	1er trimestre 2025	1er trimestre 2026 vs 1er trimestre 2025
Flux de trésorerie d'exploitation (a)	(145)	1 300	(399)	ns
Diminution (augmentation) du besoin en fonds de roulement (b) *	(649)	724	(991)	ns
Effet de stock (c)	–	–	–	ns
Plus-value de cession de projets renouvelables (d)	22	212	–	ns
Remboursement organique de prêts SME (e)	48	–	5	x9,6
Marge brute d'autofinancement (CFFO) (f = a - b - c + d + e)	574	788	597	-4%

*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

(en millions de dollars)	1er trimestre 2026	4ème trimestre 2025	1er trimestre 2025	1er trimestre 2026 vs 1er trimestre 2025
Flux de trésorerie d'exploitation (a)	1 564	1 716	(1 983)	ns
Diminution (augmentation) du besoin en fonds de roulement (b)	(1 501)	559	(2 543)	ns
Effet de stock (c)	1 349	(221)	(73)	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)	1 716	1 378	633	x2,7

2.5 Marketing & Services

(en millions de dollars)	1er trimestre 2026	4ème trimestre 2025	1er trimestre 2025	1er trimestre 2026 vs 1er trimestre 2025
Flux de trésorerie d'exploitation (a)	1 068	1 352	568	88%
Diminution (augmentation) du besoin en fonds de roulement (b)	148	838	118	25%
Effet de stock (c)	500	(78)	(34)	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)	420	592	484	-13%

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 1er trimestre 2026	2 576	1 318	545	1 599	262	(308)	–	5 992
Résultat opérationnel net ajusté 4ème trimestre 2025	1 805	922	564	1 001	341	(191)	–	4 442
Résultat opérationnel net ajusté 3ème trimestre 2025	2 169	852	571	687	380	(80)	–	4 579
Résultat opérationnel net ajusté 2ème trimestre 2025	1 974	1 041	574	389	412	(245)	–	4 145
Résultat opérationnel net ajusté (a)	8 524	4 133	2 254	3 676	1 395	(824)	–	19 158

Bilan au 31 mars 2026

Immobilisations corporelles et incorporelles	86 781	30 462	14 613	13 042	6 846	883	–	152 627
Titres et prêts des sociétés mises en équivalence	5 617	17 618	10 482	4 370	1 036	–	–	39 123
Autres actifs non courants	2 032	2 266	1 713	628	1 012	72	–	7 723
Stocks	1 681	1 567	581	16 239	3 864	–	–	23 932
Clients et comptes rattachés	6 597	12 141	4 804	21 891	8 814	1 477	(32 747)	22 977
Autres créances	7 197	19 160	5 029	8 906	3 292	3 074	(12 781)	33 877
Fournisseurs et comptes rattachés	(6 442)	(13 101)	(6 019)	(37 509)	(10 982)	(1 125)	32 485	(42 693)
Autres créditeurs et dettes diverses	(11 794)	(17 710)	(5 119)	(14 784)	(6 255)	(4 893)	13 043	(47 512)
Besoin en fonds de roulement	(2 761)	2 057	(724)	(5 257)	(1 267)	(1 467)	–	(9 419)
Provisions et autres passifs non courants	(23 691)	(4 703)	(1 553)	(3 421)	(1 218)	929	–	(33 657)
Actifs et passifs destinés à être cédés ou échangés - Capitaux employés	337	–	1	–	42	–	–	380
Capitaux employés (Bilan)	68 315	47 700	24 532	9 362	6 451	417	–	156 777
Moins effet de stock	–	–	–	(1 817)	(514)	–	–	(2 331)
Capitaux employés au coût de remplacement (b)	68 315	47 700	24 532	7 545	5 937	417	–	154 446

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 (c)	65 397	42 998	23 740	8 404	6 840	385	–	147 764

ROACE en pourcentage (a / moyenne (b + c))	12,7%	9,1%	9,3%	46,1%	21,8%			12,7%
---	--------------	-------------	-------------	--------------	--------------	--	--	--------------

INDICATEURS ALTERNATIFS DE PERFORMANCE (*Non-GAAP measures*)

TotalEnergies

(non audité)

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

(en millions de dollars)	1er trimestre 2026	4ème trimestre 2025	1er trimestre 2025
Résultat net de l'ensemble consolidé (a)	5 932	2 928	3 921
Coût net de la dette nette (b)	(520)	(544)	(385)
Eléments non-récurrents du résultat opérationnel net	(1 031)	(678)	(122)
Plus ou moins-value de cession	252	203	–
Charges de restructuration	(22)	(54)	–
Dépréciations et provisions exceptionnelles	(1 148)	(667)	–
Autres éléments	(113)	(160)	(122)
Effet de stock : écart FIFO / coût de remplacement, net d'impôt	1 551	(237)	(78)
Effet des variations de juste valeur	(60)	(55)	(155)
Total des éléments d'ajustement du résultat opérationnel net (c)	460	(970)	(355)
Résultat opérationnel net ajusté (a - b - c)	5 992	4 442	4 661