

## Résultats du quatrième trimestre 2025 et de l'année 2025

**TotalEnergies génère un cash-flow stable à 7,2 G\$ au 4<sup>ème</sup> trimestre, malgré une baisse de plus de 5 \$/b du prix du pétrole**

**Sur l'année 2025, TotalEnergies affiche un résultat net ajusté de 15,6 G\$ en repli de 15 % reflétant la baisse du prix du pétrole sur un an alors que le cash-flow, à près de 28 G\$, affiche une baisse limitée à 7 %, bénéficiant de la croissance accrétive de sa production**

**Rentabilité des capitaux employés moyens à 12,6 %, au meilleur des majors pour la quatrième année consécutive**

**Ratio d'endettement de 15 % à fin 2025**

**Dividende au titre de 2025 à 3,40 €/action, en hausse de 5,6 %**

	4T25	Variation vs 3T25	2025	Variation vs 2024
<b>Marge brute d'autofinancement (CFFO)<sup>(1)</sup> (G\$)</b>	<b>7,2</b>	<b>+2%</b>	<b>27,8</b>	<b>-7%</b>
<b>Résultat net ajusté (part TotalEnergies)<sup>(1)</sup></b>				
- en milliards de dollars (G\$)	3,8	-4%	15,6	-15%
- en dollar par action (dilué)	1,73	-3%	6,89	-11%
Résultat net (part TotalEnergies) (G\$)	2,9	-21%	13,1	-17%
EBITDA ajusté <sup>(1)</sup> (G\$)	10,1	-2%	40,6	-6%

**Paris, le 11 février 2026** - Le Conseil d'administration de TotalEnergies SE, réuni le 10 février 2026 sous la présidence de Patrick Pouyanné, Président-directeur général, a arrêté les comptes de la Compagnie pour le quatrième trimestre 2025. A cette occasion, Patrick Pouyanné a déclaré :

« Avec un cash-flow stable à 7,2 G\$, TotalEnergies démontre une nouvelle fois sa capacité à résister à la baisse du prix des hydrocarbures grâce à la croissance accrétive de sa production Amont de 3,9 % en 2025, dépassant la guidance annoncée à plus de 3 %.

Sur l'année 2025, la Compagnie affiche un résultat net ajusté de 15,6 G\$ et un cash-flow de 27,8 G\$ dans un environnement marqué par un repli des prix du pétrole de 15%. Le résultat net IFRS est de 13,1 G\$, en baisse de 17 %. La rentabilité des capitaux employés moyens s'est établie cette année à 12,6 %, au meilleur des majors pour la quatrième année consécutive. TotalEnergies a poursuivi de manière disciplinée la mise en œuvre de sa stratégie équilibrée de croissance en investissant 17,1 G\$ en 2025, dont 37 % pour les nouveaux projets Oil & Gas et environ 3,5 G\$ dans les énergies bas-carbone, dont près de 3 G\$ dans l'électricité. TotalEnergies termine l'année 2025 avec un ratio d'endettement de 15 %, soulignant la bonne santé financière de l'entreprise.

La production Oil & Gas du quatrième trimestre s'est établie à 2,545 Mbep/j, en croissance de près de 5 % d'une année sur l'autre. L'Exploration-Production affiche un résultat opérationnel net ajusté de 1,8 G\$ et un cash-flow de

<sup>(1)</sup> Se référer au Glossaire pages 24 & 25 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.

3,6 G\$ sur le trimestre. Sur l'année 2025, l'Exploration-Production a généré un résultat opérationnel net ajusté de 8,4 G\$ et un cash-flow de 15,6 G\$. En 2025, la croissance de la production de TotalEnergies a bénéficié du démarrage et de la montée en puissance de sept projets majeurs (Mero-2, Mero-3 et Mero-4 au Brésil, Anchor et Ballymore aux Etats-Unis, Fenix en Argentine et Tyra au Danemark). La croissance accrétive de la production Amont a permis de compenser 5 \$/b sur les 11 \$/b de baisse constatés sur l'année. La Compagnie a maintenu ses coûts opératoires à 5 \$/b en 2025 et a poursuivi la réduction de ses émissions opérées de méthane de plus de 20 % sur l'année.

Avec un taux de renouvellement de 116 % en 2025, TotalEnergies maintient la durée de vie de ses réserves prouvées à plus de 12 ans et a alimenté son portefeuille de projets pour le futur. TotalEnergies a ainsi conclu un accord avec Galp pour entrer à 40 % et comme opérateur dans le permis prolifique PEL83, comprenant la découverte de Mopane. La Compagnie a de plus enrichi son portefeuille d'exploration en entrant dans de nouvelles licences en Algérie, aux Etats-Unis, au Nigéria, en Malaisie, en Indonésie, au Guyana et au Libéria. TotalEnergies a poursuivi la gestion active de son portefeuille Amont avec notamment la signature d'un accord de fusion de ses actifs matures en mer du Nord britannique avec NEO NEXT et la cession de participations dans des projets non-opérés au Nigéria et au Brésil.

Le résultat opérationnel net ajusté et le cash-flow du secteur Integrated LNG sont stables par rapport au troisième trimestre 2025, respectivement à 0,9 G\$ et 1,2 G\$. Ces résultats sont portés par une hausse de la production (redémarrage d'Ichthys LNG) et des ventes de GNL, compensant une baisse du prix moyen de vente du GNL de 5 % sur le trimestre. Sur l'année 2025, Integrated LNG génère un résultat opérationnel net ajusté de 4,1 G\$ et un cash-flow de 4,7 G\$. La Compagnie a poursuivi son intégration sur la chaîne de valeur du GNL aux États-Unis avec la décision d'investissement dans le train 4 du projet Rio Grande LNG incluant l'achat de 1,5 Mt/an de GNL et l'acquisition de nouveaux intérêts gaziers Amont dans le bassin d'Anadarko.

Au quatrième trimestre, le secteur Integrated Power a confirmé sa performance des trimestres précédents avec un résultat opérationnel net ajusté à 564 M\$ et un cash-flow en forte hausse, à 788 M\$. Sur l'année 2025, le cash-flow s'élève à 2,6 G\$, en ligne avec l'objectif annoncé. La rentabilité des capitaux moyens employés est de 10 %. La production nette d'électricité s'établit à 48 TWh en hausse de 17 % sur l'année, contribuant à réduire l'intensité carbone moyenne de l'ensemble des produits énergétiques vendus par la Compagnie à ses clients (-18,5 % par rapport à 2015). Afin d'accélérer sa stratégie d'intégration gaz-électricité en Europe, TotalEnergies a conclu un accord avec EPH en vue d'acquérir 50 % d'un portefeuille d'actifs flexibles de production d'électricité, d'une capacité brute supérieure à 14 GW. Par ailleurs, en 2025, TotalEnergies a recyclé 2 G\$ de capital en cédant 50 % d'un portefeuille de 2,7 GW de capacité brute (Etats-Unis, Portugal, Grèce, France), en ligne avec son modèle d'affaires dans les énergies renouvelables.

L'Aval réalise un résultat opérationnel net ajusté de 1,3 G\$, en hausse de 26 % sur le trimestre, et un cash-flow de 2,0 G\$, en hausse de 19 % sur le trimestre, tirant parti de la hausse de plus de 30 % de la marge de raffinage en Europe sur le trimestre. Sur l'année 2025, le résultat opérationnel net ajusté de l'Aval s'établit à 3,8 G\$ et le cash-flow à 6,2 G\$, les résultats du secteur Raffinage-Chimie ayant pu capturer l'amélioration des marges de raffinage dans la deuxième moitié de l'année, le Marketing et Services bénéficiant quant à lui de l'amélioration continue de ses marges unitaires.

Au vu de la solidité de la génération de cash-flow de la Compagnie et de la qualité de son bilan, malgré les incertitudes sur l'environnement, le Conseil d'administration propose à l'assemblée générale des actionnaires, prévue le 29 mai 2026, la distribution d'un solde de dividende de 0,85 €/action au titre de l'exercice 2025 portant le dividende au titre de 2025 à 3,40 €/action, soit une hausse de 5,6 % par rapport au dividende de l'exercice 2024, reflétant les rachats d'actions réalisés en 2025 (7,5 G\$ pour un pay-out de 55 %). En outre, le Conseil a confirmé la guidance de rachats d'actions pour 2026 entre 3 G\$ et 6 G\$ sur l'année pour un prix du brut entre 60 et 70 \$/b et un taux de change autour de 1,20 \$/€. Considérant un environnement de prix à l'évolution incertaine, il a autorisé des rachats d'actions à hauteur de 750 M\$ au premier trimestre 2026 en ligne avec l'hypothèse budgétaire (60 \$/b), conservant ainsi la capacité d'ajuster le niveau des rachats d'actions au cours de l'année 2026 en fonction de l'évolution des prix. »

## 1. Faits marquants <sup>(2)</sup>

### Corporate

- Début de la cotation des actions ordinaires de TotalEnergies sur le New York Stock Exchange le 8 décembre 2025, en remplacement de la cotation des *American Depositary Receipts* (ADR)
- Publication de la 7<sup>ème</sup> édition du « TotalEnergies Energy Outlook »

### Amont

- Namibie :
  - Conclusion d'un accord avec Galp, portant sur l'échange d'une participation opérée de 40 % dans la licence PEL83 (Mopane) contre 10 % dans la licence PEL56 (Venus) et 9,39 % dans la licence PEL91
  - Signature d'un accord pour l'acquisition d'une participation opérée de 42,5 % dans la licence d'exploration PEL104
- Royaume-Uni : conclusion d'un accord de fusion des actifs Amont au Royaume-Uni avec la société NEO NEXT détenue par HitecVision (55 %) et Repsol (45 %) pour la création de NEO NEXT+, plus grand producteur de pétrole et de gaz du Royaume-Uni, avec une participation majoritaire de 47,5 % pour TotalEnergies
- Libye : signature d'un accord pour la prolongation jusqu'en 2050 des concessions de Waha
- Guyana : signature d'un contrat de partage de production pour le bloc S4 en tant qu'opérateur
- Liban : attribution du permis d'exploration offshore du bloc 8
- Nigéria :
  - Signature d'un accord avec Vaaris (société détenue par des intérêts nigériens) pour la vente de la participation non opérée de 10 % dans la joint-venture Renaissance (précédemment SPDC) au Nigéria
  - Acquisition auprès de la société nigérienne Conoil d'une participation opérée supplémentaire de 50 % dans le bloc offshore OPL257 et cession à la même société de la participation de 40 % de la Compagnie dans le bloc offshore OML136 au Nigéria
  - Signature d'un accord avec Chevron pour la cession d'une participation de 40 % dans deux permis d'exploration offshore au Nigéria, TotalEnergies conservant une participation de 40 %
  - Finalisation de la cession de la participation non opérée de 12,5 % dans le champ de Bonga au Nigéria
- Norvège : finalisation de la cession de la participation dans trois champs satellites d'Ekofisk

### Integrated LNG

- Levée de la force majeure et reprise complète de l'ensemble des activités du projet Mozambique LNG
- Finalisation de la cession à PTTEP d'une participation de 9,998 % dans le champ de Jerun (SK408) en Malaisie

### Integrated Power

- Signature d'un accord en vue de l'acquisition de 50 % d'un portefeuille de plus de 14 GW d'actifs flexibles de production d'électricité auprès d'EPH, dans une transaction en actions de 5,1 milliards d'euros
- Signature de contrats avec Google pour la fourniture d'électricité à des *datacenters*
  - ~30 TWh sur 15 ans aux Etats-Unis
  - ~1 TWh sur 21 ans en Malaisie
- Signature de contrats pour la fourniture d'électricité renouvelable avec profil de consommation constant (*Clean Firm Power*)
  - 3,3 TWh sur 10 ans avec Airbus en Allemagne et au Royaume-Uni
  - 0,8 TWh sur 10 ans avec SWM en France
  - 0,6 TWh sur 10 ans avec Data4 en Espagne
- Attribution d'un projet solaire de 400 MW à TotalEnergies et Aljomaiah Energy & Water en Arabie saoudite
- Finalisation de la cession à KKR de 50 % d'un portefeuille de 1,4 GW d'actifs renouvelables en Amérique du Nord
- Finalisation de la cession de 50 % d'un portefeuille de 424 MW d'actifs renouvelables en Grèce
- Cession de 1,7 % des titres de la société cotée Adani Green Energy

### Réduction d'empreinte carbone et énergies bas carbone

- Accord d'association avec la Banque des Territoires pour la création d'une plateforme d'investissement destinée à soutenir le déploiement des infrastructures de recharge pour véhicules électriques en France
- Création d'une société conjointe avec Tikehau Capital pour porter le déploiement d'infrastructures de recharge pour véhicules électriques en Belgique et aux Pays-Bas
- Cession par TotalEnergies et TES de 33,3 % de leur participation dans le projet de gaz naturel de synthèse LiveOak aux Etats-Unis à des entreprises japonaises
- Lancement d'un partenariat avec DelAgua pour la distribution de foyers de cuisson améliorés à 200 000 foyers au Rwanda
- Nouvel engagement de 100 millions de dollars auprès du fonds « Venture Strategy » de Climate Investment, soutenant les technologies de réduction des émissions sur l'ensemble de la chaîne de valeur du pétrole et du gaz

<sup>(2)</sup> 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<sup>(1)</sup>

4T25	3T25	4T25 vs 3T25	4T24	En millions de dollars, sauf le taux d'imposition, le résultat par action et le nombre d'actions	2025	2024	2025 vs 2024
10 066	10 295	-2%	10 529	EBITDA ajusté <sup>(1)</sup>	40 555	43 143	-6%
4 633	4 659	-1%	4 992	Résultat opérationnel net ajusté des secteurs	18 474	20 566	-10%
1 805	2 169	-17%	2 305	Exploration-Production	8 399	10 004	-16%
922	852	+8%	1 432	Integrated LNG	4 109	4 869	-16%
564	571	-1%	575	Integrated Power	2 215	2 173	+2%
1 001	687	+46%	318	Raffinage-Chimie	2 378	2 160	+10%
341	380	-10%	362	Marketing & Services	1 373	1 360	+1%
739	692	+7%	706	Quote-part du résultat net ajusté des sociétés mises en équivalence	2 848	2 669	+7%
38,8%	37,7%		41,3%	Taux moyen d'imposition <sup>(3)</sup>	39,8%	39,4%	
3 837	3 980	-4%	4 406	Résultat net ajusté (part TotalEnergies) <sup>(1)</sup>	15 587	18 264	-15%
1,73	1,77	-3%	1,90	Résultat net ajusté dilué par action (dollars) <sup>(4)</sup>	6,89	7,77	-11%
1,48	1,50	-1%	1,78	Résultat net ajusté dilué par action (euros) <sup>(5)</sup>	6,10	7,18	-15%
2 176	2 200	-1%	2 282	Nombre moyen pondéré dilué d'actions (millions)	2 214	2 315	-4%
2 906	3 683	-21%	3 956	Résultat net (part TotalEnergies)	13 127	15 758	-17%
4 019	3 473	+16%	3 839	Investissements organiques <sup>(1)</sup>	16 812	16 423	+2%
(1 573)	(381)	ns	24	Acquisitions nettes de cessions <sup>(1)</sup>	279	1 406	-80%
2 446	3 092	-21%	3 863	Investissements nets <sup>(1)</sup>	17 091	17 829	-4%
7 168	7 061	+2%	7 151	Marge brute d'autofinancement (CFFO) <sup>(1)</sup>	27 839	29 917	-7%
7 593	7 443	+2%	7 398	Marge brute d'autofinancement hors frais financiers (DACF) <sup>(1)</sup>	29 255	30 614	-4%
10 471	8 349	+25%	12 507	Flux de trésorerie d'exploitation	27 343	30 854	-11%

Ratio d'endettement <sup>(1)</sup> de 14,7 % au 31 décembre 2025, contre 17,3 % au 30 septembre 2025 et 8,3 % au 31 décembre 2024.

<sup>(3)</sup> 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).

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

<sup>(5)</sup> Taux de change moyen €-\$ : 1,1634 au 4<sup>ème</sup> trimestre 2025, 1,1681 au 3<sup>ème</sup> trimestre 2025, 1,0681 au 4<sup>ème</sup> trimestre 2024, 1,1300 en 2025, 1,0824 en 2024.

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

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

4T25	3T25	4T25 vs 3T25	4T24		2025	2024	2025 vs 2024
63,7	69,1	-8%	74,7	Brent (\$/b)	69,1	80,8	-14%
4,1	3,1	+32%	3,0	Henry Hub (\$/Mbtu)	3,6	2,4	+50%
10,3	11,3	-9%	13,6	TTF (\$/Mbtu)	12,0	11,0	+9%
10,6	11,7	-9%	14,0	JKM (\$/Mbtu)	12,2	11,9	+2%
61,4	66,5	-8%	71,8	Prix moyen de vente liquides (\$/b) <sup>(6),(7)</sup> Filiales consolidées	66,2	77,1	-14%
5,11	5,50	-7%	6,26	Prix moyen de vente gaz (\$/Mbtu) <sup>(6),(8)</sup> Filiales consolidées	5,72	5,54	+3%
8,48	8,91	-5%	10,37	Prix moyen de vente GNL (\$/Mbtu) <sup>(6),(9)</sup> Filiales consolidées et sociétés mises en équivalence	9,14	9,80	-7%
11,4	8,4	+36%	3,4	Indicateur de marge de raffinage européen (ERM) (\$/b) <sup>(6),(10)</sup>	7,1	5,3	+35%

#### 3.2 Émissions de gaz à effet de serre <sup>(11)</sup>

4T25	3T25	4T25 vs 3T25	4T24	Émissions Scope 1+2 <sup>(12)</sup> (MtCO <sub>2</sub> e)	2025	2024	2025 vs 2024
8,3	8,4	-1%	9,6	Scope 1+2 périmètre opéré <sup>(1)</sup>	33,1	34,3	-3%
7,0	7,1	-1%	7,9	dont Oil & Gas	28,4	29,4	-3%
1,3	1,3	-	1,7	dont CCGT	4,7	4,9	-4%
11,2	11,0	+2%	12,4	Scope 1+2 périmètre ESRS <sup>(1)</sup>	43,9	44,9	-2%
4T25	3T25	4T25 vs 3T25	4T24	Émissions de Méthane (ktCH <sub>4</sub> )	2025	2024	2025 vs 2024
6	5	+20%	7	Émissions de méthane périmètre opéré <sup>(1)</sup>	22,5	28,9	-22%

Émissions trimestrielles estimées.

Les émissions de méthane des installations opérées sont en baisse de 22 % en 2025 sur un an et de 65 % par rapport à l'année de référence 2020 principalement en raison de la réduction continue du torchage et des émissions fugitives sur les installations de l'Exploration-Production.

Les émissions Scope 1+2 des installations opérées Oil & Gas sont en baisse de 3 % en 2025 par rapport à 2024 et ce malgré une hausse de la production de près de 4 %.

Les émissions de Scope 3 <sup>(13)</sup> Catégorie 11 de 2025 sont estimées à 335 Mt CO<sub>2</sub>e, en baisse de 2 % sur un an.

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

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

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

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

<sup>(10)</sup> 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.

<sup>(11)</sup> Les gaz à effet de serre (GES) désignent les six gaz à effet de serre du protocole de Kyoto, à savoir le CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O, les HFC, les PFC et le SF<sub>6</sub>, avec leurs PRG (pouvoir de réchauffement global) à 100 ans respectifs tel que donnés par le sixième rapport du GIEC de 2021. Les HFC, PFC et le SF<sub>6</sub> sont quasiment absents des émissions de la Compagnie ou considérés comme non matériels et ne sont donc plus comptabilisés à partir de 2018. Ramené en équivalent CO<sub>2</sub>, le protoxyde d'azote (N<sub>2</sub>O) représente moins de 1 % du Scope 1+2 de la Compagnie.

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

<sup>(13)</sup> 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. Pour TotalEnergies en 2025, le calcul des émissions de GES Scope 3 pour la chaîne de valeur pétrole prend en compte les ventes de produits pétroliers (supérieures à la production) et, pour la chaîne de valeur gaz, la production de gaz commercialisable et de condensats (supérieure aux ventes de gaz soit sous forme de GNL, soit dans le cadre de marketing aux clients B2B/B2C). 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 <sup>(14)</sup>

4T25	3T25	4T25 vs 3T25	4T24	Production d'hydrocarbures	2025	2024	2025 vs 2024
2 545	2 508	+1%	2 427	Production d'hydrocarbures (kbep/j)	2 529	2 434	+4%
1 404	1 407	-	1 292	Pétrole (y compris bitumes) (kb/j)	1 378	1 314	+5%
1 141	1 101	+4%	1 135	Gaz (y compris Condensats et LGN associés) (kbep/j)	1 151	1 120	+3%
2 545	2 508	+1%	2 427	Production d'hydrocarbures (kbep/j)	2 529	2 434	+4%
1 555	1 553	-	1 445	Liquides (kb/j)	1 533	1 468	+4%
5 381	5 182	+4%	5 323	Gaz (Mpc/j)	5 402	5 211	+4%

La production d'hydrocarbures a été de 2 529 milliers de barils équivalent pétrole par jour en 2025, en hausse de près de 4 % sur un an, en raison des éléments suivants :

- +6 % lié aux démarrages et à la montée en puissance de projets, notamment Mero-2, Mero-3 et Mero-4 au Brésil, Anchor et Ballymore aux Etats-Unis, Fenix en Argentine et Tyra au Danemark,
- +1 % d'effet périmètre, notamment lié aux acquisitions de SapuraOMV en Malaisie et d'intérêts dans des permis gaziers dans le bassin de l'Eagle Ford au Texas,
- -3 % lié au déclin naturel des champs.

<sup>(14)</sup> 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

4T25	3T25	4T25 vs 3T25	4T24	Production d'hydrocarbures	2025	2024	2025 vs 2024
2 002	2 026	-1%	1 933	EP (kbep/j)	1 990	1 947	+2%
1 485	1 501	-1%	1 385	Liquides (kb/j)	1 467	1 408	+4%
2 779	2 782	-	2 924	Gaz (Mpc/j)	2 794	2 880	-3%

#### 4.1.2 Résultats

4T25	3T25	4T25 vs 3T25	4T24	En millions de dollars, sauf le taux moyen d'imposition	2025	2024	2025 vs 2024
1 805	2 169	-17%	2 305	Résultat opérationnel net ajusté	8 399	10 004	-16%
211	177	+19%	207	Quote-part du résultat net ajusté des sociétés mises en équivalence	714	742	-4%
51,7%	48,5%		50,5%	Taux moyen d'imposition <sup>(15)</sup>	49,9%	47,8%	
1 905	1 922	-1%	2 104	Investissements organiques <sup>(1)</sup>	9 564	9 060	+6%
(530)	(53)	ns	(258)	Acquisitions nettes de cessions <sup>(1)</sup>	(305)	(207)	ns
1 375	1 869	-26%	1 846	Investissements nets <sup>(1)</sup>	9 259	8 853	+5%
3 611	3 984	-9%	3 945	Marge brute d'autofinancement (CFFO) <sup>(1)</sup>	15 646	17 049	-8%
3 821	4 187	-9%	4 500	Flux de trésorerie d'exploitation	14 949	17 388	-14%

Au quatrième trimestre 2025, pour le secteur de l'Exploration-Production :

- le résultat opérationnel net ajusté s'est établi à 1 805 M\$, en baisse de 364 M\$ sur le trimestre, reflétant la baisse du prix moyen de vente des liquides et du gaz,
- la marge brute d'autofinancement (CFFO) s'est établie à 3 611 M\$, en baisse de 373 M\$ sur le trimestre pour les mêmes raisons.

Sur l'année 2025, la marge brute d'autofinancement (CFFO) de l'Exploration-Production s'établit à 15 646 M\$, tirant parti de la croissance accrétive de la production compensant 5 \$/b de baisse du Brent pour ne refléter qu'une baisse de 8 % sur un an.

<sup>(15)</sup> 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

4T25	3T25	4T25 vs 3T25	4T24	Production d'hydrocarbures pour le GNL	2025	2024	2025 vs 2024
543	482	+13%	494	Integrated LNG (kbep/j)	539	487	+11%
70	52	+36%	60	Liquides (kb/j)	66	60	+11%
2 602	2 400	+8%	2 399	Gaz (Mpc/j)	2 608	2 331	+12%
4T25	3T25	4T25 vs 3T25	4T24	GNL (Mt)	2025	2024	2025 vs 2024
12,2	10,4	+17%	10,8	Ventes totales de GNL	43,9	39,8	+10%
3,9	3,4	+15%	3,8	incl. Ventes issues des quotes-parts de production*	15,1	15,5	-2%
10,8	9,2	+18%	9,4	incl. Ventes par TotalEnergies issues des quotes-parts de production et d'achats auprès de tiers	38,8	34,7	+12%

\* 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 13 % sur le trimestre, principalement en raison du redémarrage d'Ichthys LNG en Australie.

Les ventes de GNL sont en hausse de 1,8 Mt sur le trimestre, portées par le redémarrage d'Ichthys et une activité spot accrue.

### 4.2.2 Résultats

4T25	3T25	4T25 vs 3T25	4T24	En millions de dollars, sauf le prix moyen de vente GNL	2025	2024	2025 vs 2024
8,48	8,91	-5%	10,37	Prix moyen de vente GNL (\$/Mbtu) * Filiales consolidées et sociétés mises en équivalence	9,14	9,80	-7%
922	852	+8%	1 432	Résultat opérationnel net ajusté	4 109	4 869	-16%
394	423	-7%	525	Quote-part du résultat net ajusté des sociétés mises en équivalence	1 865	1 978	-6%
744	330	x2,3	554	Investissements organiques <sup>(1)</sup>	2 569	2 169	+18%
49	(134)	ns	1 116	Acquisitions nettes de cessions <sup>(1)</sup>	165	1 367	-88%
793	196	x4	1 670	Investissements nets <sup>(1)</sup>	2 734	3 536	-23%
1 156	1 134	+2%	1 447	Marge brute d'autofinancement (CFFO) <sup>(1)</sup>	4 698	4 903	-4%
2 102	789	x2,7	2 214	Flux de trésorerie d'exploitation	5 173	5 185	-

\* 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.

Au quatrième trimestre 2025, pour le secteur Integrated LNG :

- le résultat opérationnel net ajusté s'est établi à 922 M\$, en hausse de 8 % sur le trimestre, la hausse de la production et des ventes de GNL compensant la baisse du prix moyen des ventes de GNL de 5 %,
- la marge brute d'autofinancement (CFFO) s'est établie à 1 156 M\$, en hausse de 2 % sur le trimestre pour les mêmes raisons.

Sur l'année 2025, la marge brute d'autofinancement (CFFO) s'est établie à 4,7 G\$, soutenue par une croissance de 10 % de la production et des ventes, dans un environnement de faible volatilité et de prix moyen de vente de GNL en baisse.



## 4.3 Integrated Power

### 4.3.1 Productions, capacités, clients et ventes

4T25	3T25	4T25 vs 3T25	4T24	Integrated Power	2025	2024	2025 vs 2024
12,6	12,6	-	11,4	Production nette d'électricité (TWh) *	48,1	41,1	+17%
8,1	8,2	-1%	6,5	dont à partir de sources renouvelables	31,4	26,0	+21%
4,5	4,5	+1%	4,9	dont à partir de capacités flexibles à gaz	16,7	15,1	+11%
26,0	25,2	+3%	21,5	Capacités nettes installées de génération électrique (GW) **	26,0	21,5	+21%
19,0	18,7	+2%	15,1	dont renouvelables	19,0	15,1	+26%
7,0	6,5	+8%	6,5	dont capacités flexibles à gaz	7,0	6,5	+9%
108,7	106,0	+3%	97,2	Capacités brutes en portefeuille de génération électrique renouvelable (GW) **,***	108,7	97,2	+12%
34,1	32,3	+6%	26,0	dont capacités installées	34,1	26,0	+31%
6,0	6,0	-	6,1	Clients électricité - BtB et BtC (Million) **	6,0	6,1	-1%
2,7	2,7	-	2,8	Clients gaz - BtB et BtC (Million) **	2,7	2,8	-2%
13,2	10,6	+25%	13,8	Ventes électricité - BtB et BtC (TWh)	48,8	50,7	-4%
27,0	11,6	x2,3	30,1	Ventes gaz - BtB et BtC (TWh)	89,2	98,6	-9%

\* 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 stable sur le trimestre, à 12,6 TWh.

La capacité brute installée de génération électrique renouvelable atteint 34,1 GW à la fin de l'année 2025, soit plus de 8 GW supplémentaires sur un an.

### 4.3.2 Résultats

4T25	3T25	4T25 vs 3T25	4T24	En millions de dollars	2025	2024	2025 vs 2024
564	571	-1%	575	Résultat opérationnel net ajusté	2 215	2 173	+2%
97	48	x2	(25)	Quote-part du résultat net ajusté des sociétés mises en équivalence	211	-	ns
525	596	-12%	109	Investissements organiques <sup>(1)</sup>	2 187	2 355	-7%
(1 070)	(147)	ns	(662)	Acquisitions nettes de cessions <sup>(1)</sup>	589	1 514	-61%
(545)	449	ns	(553)	Investissements nets <sup>(1)</sup>	2 776	3 869	-28%
788	611	+29%	604	Marge brute d'autofinancement (CFFO) <sup>(1)</sup>	2 558	2 555	-
1 300	674	+93%	1 201	Flux de trésorerie d'exploitation	2 374	2 972	-20%

Le secteur Integrated Power affiche sur le trimestre un résultat opérationnel net ajusté de 564 M\$ et une marge brute d'autofinancement (CFFO) de 788 M\$, en forte hausse, portée par la finalisation des *farm-downs* aux Etats-Unis et en Grèce et la réception de dividendes de sociétés mises en équivalence.

Sur l'année 2025, la marge brute d'autofinancement (CFFO) s'établit à 2,6 G\$, en ligne avec la *guidance* annuelle. Elle se décompose entre les activités de production (incluant renouvelables et centrales à gaz) pour 55 % et les activités de commercialisation (B2B, B2C et *trading*) pour 45 %.

## 4.4 Aval (Raffinage-Chimie et Marketing & Services)

### 4.4.1 Résultats

4T25	3T25	4T25 vs 3T25	4T24	En millions de dollars	2025	2024	2025 vs 2024
1 342	1 067	+26%	680	Résultat opérationnel net ajusté	3 751	3 520	+7%
731	590	+24%	1 013	Investissements organiques <sup>(1)</sup>	2 239	2 662	-16%
(46)	(45)	ns	(172)	Acquisitions nettes de cessions <sup>(1)</sup>	(193)	(1 262)	ns
685	545	+26%	841	Investissements nets <sup>(1)</sup>	2 046	1 400	+46%
1 970	1 653	+19%	1 356	Marge brute d'autofinancement (CFFO) <sup>(1)</sup>	6 223	6 079	+2%
3 068	3 126	-2%	4 610	Flux de trésorerie d'exploitation	6 294	6 709	-6%

## 4.5 Raffinage-Chimie

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

4T25	3T25	4T25 vs 3T25	4T24	Volumes raffinés et taux d'utilisation	2025	2024	2025 vs 2024
1 489	1 478	+1%	1 432	Total volumes raffinés (kb/j)	1 526	1 472	+4%
502	481	+4%	424	France	470	422	+12%
572	595	-4%	541	Reste de l'Europe	606	605	-
415	402	+3%	467	Reste du monde	449	446	+1%
84%	84%		82%	Taux d'utilisation sur bruts traités*	86%	83%	

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

4T25	3T25	4T25 vs 3T25	4T24	Production de produits pétrochimiques et taux d'utilisation	2025	2024	2025 vs 2024
1 227	1 326	-7%	1 233	Monomères* (kt)	4 967	5 082	-2%
1 184	1 174	+1%	1 080	Polymères (kt)	4 658	4 433	+5%
79%	84%		79%	Taux d'utilisation des vapocraqueurs **	79%	79%	

\* Oléfines.

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

Les volumes raffinés sont en hausse de 1 % sur le trimestre et de 4 % sur l'année 2025, du fait d'une disponibilité élevée des unités.

La production de produits pétrochimiques est en baisse de 7 % sur le trimestre pour les monomères, en raison notamment d'un grand arrêt sur le cracker de Ras Laffan au Qatar, et stable pour les polymères.

## 4.5.2 Résultats

4T25	3T25	4T25 vs 3T25	4T24	En millions de dollars, sauf l'ERM	2025	2024	2025 vs 2024
11,4	8,4	+36%	3,4	Indicateur de marge de raffinage européen (ERM) (\$/b) *	7,1	5,3	+35%
1 001	687	+46%	318	Résultat opérationnel net ajusté	2 378	2 160	+10%
508	387	+31%	581	Investissements organiques <sup>(1)</sup>	1 464	1 711	-14%
(1)	(2)	ns	(92)	Acquisitions nettes de cessions <sup>(1)</sup>	(27)	(173)	ns
507	385	+32%	489	Investissements nets <sup>(1)</sup>	1 437	1 538	-7%
1 378	1 015	+36%	822	Marge brute d'autofinancement (CFFO) <sup>(1)</sup>	3 798	3 760	+1%
1 716	2 839	-40%	3 832	Flux de trésorerie d'exploitation	3 459	3 808	-9%

\* 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 1 001 M\$ sur le trimestre et la marge brute d'autofinancement (CFFO) à 1 378 M\$, en hausse de plus de 300 M\$ par rapport au troisième trimestre 2025, la Compagnie ayant capturé la hausse des marges de raffinage en Europe grâce à une exécution efficace de ses grands arrêts et du bon fonctionnement des unités.

Sur l'année, le résultat opérationnel net ajusté et la marge brute d'autofinancement (CFFO) s'établissent à 2 378 M\$ et 3 798 M\$, la hausse des marges de raffinage compensant la baisse des marges pétrochimiques.

## 4.6 Marketing & Services

### 4.6.1 Ventes de produits pétroliers

4T25	3T25	4T25 vs 3T25	4T24	Ventes en kb/j*	2025	2024	2025 vs 2024
1 247	1 269	-2%	1 312	Total des ventes du Marketing & Services	1 276	1 342	-5%
723	744	-3%	724	Europe	743	752	-1%
524	525	-	587	Reste du monde	533	591	-10%

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

Les ventes de produits pétroliers sont en baisse de 5 % sur l'année, reflétant le recentrage du portefeuille sur les activités à plus forte marge.

### 4.6.2 Résultats

4T25	3T25	4T25 vs 3T25	4T24	En millions de dollars	2025	2024	2025 vs 2024
341	380	-10%	362	Résultat opérationnel net ajusté	1 373	1 360	+1%
223	203	+10%	432	Investissements organiques <sup>(1)</sup>	775	951	-19%
(45)	(43)	ns	(80)	Acquisitions nettes de cessions <sup>(1)</sup>	(166)	(1 089)	ns
178	160	+11%	352	Investissements nets <sup>(1)</sup>	609	(138)	ns
592	638	-7%	534	Marge brute d'autofinancement (CFFO) <sup>(1)</sup>	2 425	2 319	+5%
1 352	287	x4,7	778	Flux de trésorerie d'exploitation	2 835	2 901	-2%

Le résultat opérationnel net ajusté du secteur Marketing & Services s'élève à 341 M\$ et la marge brute d'autofinancement (CFFO) à 592 M\$ au quatrième trimestre 2025, respectivement en baisse de 10 % et de 7 % par rapport au troisième trimestre 2025, reflétant la saisonnalité de l'activité.

Sur l'ensemble de l'année 2025, le résultat opérationnel net ajusté est stable et la marge brute d'autofinancement (CFFO) s'établit à 2 425 M\$ sur l'année, en hausse de 5 %, l'amélioration des marges unitaires faisant plus que compenser des volumes en baisse de 5 %.

## 5. Résultats de TotalEnergies

### 5.1 Résultat opérationnel net ajusté des secteurs

Le résultat opérationnel net ajusté des secteurs atteint :

- 4 633 M\$ au quatrième trimestre 2025, contre 4 659 M\$ au troisième trimestre 2025, la croissance accrétive de la production d'hydrocarbures et la poursuite de l'amélioration des performances de l'Aval compensant la baisse de plus de 5 \$/b du prix du pétrole,
- 18 474 M\$ sur l'année 2025, contre 20 566 M\$ un an auparavant, la croissance accrétive de sa production d'hydrocarbures et les résultats résilients du segment Integrated Power compensant partiellement la baisse de plus de 10 \$/b du prix du pétrole.

### 5.2 Résultat net ajusté <sup>(1)</sup> (part TotalEnergies)

Le résultat net ajusté part TotalEnergies s'établit à 3 837 M\$ au quatrième trimestre 2025 contre 3 980 M\$ au troisième trimestre.

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 -0,9 G\$ au quatrième trimestre 2025, constitués principalement de :

- -0,7 G\$ de dépréciations, en particulier sur le périmètre éolien offshore d'Integrated Power,
- -0,2 G\$ d'effets de variation de stock.

Le taux moyen d'imposition de TotalEnergies est de :

- 38,8 % au quatrième trimestre 2025 contre 37,7 % au troisième trimestre 2025, en raison notamment de la hausse du poids relatif des actifs de la Mer du Nord, à fiscalité élevée,
- 39,8 % sur l'année 2025 contre 39,4 % en 2024.

### 5.3 Résultat net ajusté (part TotalEnergies) par action

Le résultat net ajusté dilué par action s'est établi à :

- 1,73 \$ au quatrième trimestre 2025, calculé sur la base d'un nombre moyen pondéré dilué d'actions de 2 176 millions, contre 1,77 \$ au troisième trimestre 2025,
- 6,89 \$ sur l'année 2025, calculé sur la base d'un nombre moyen pondéré dilué d'actions de 2 214 millions, contre 7,77 \$ un an plus tôt.

Au 31 décembre 2025, le nombre d'actions dilué était de 2 167 millions.

TotalEnergies a procédé au rachat\* de :

- 23,6 millions d'actions au quatrième trimestre 2025, pour un montant de 1,5 G\$,
- 122,6 millions d'actions sur l'année 2025, pour un montant de 7,5 G\$.

### 5.4 Acquisitions - cessions

Les acquisitions ont représenté :

- 507 M\$ au quatrième trimestre 2025, notamment liés à des prises de participations dans 12 blocs au large de la Malaisie,
- 3 923 M\$ en 2025, notamment liés aux éléments ci-dessus ainsi qu'à la finalisation de l'acquisition de VSB, de divers projets renouvelables à développer au Canada, en République dominicaine et en Ouganda pour environ 500 M\$, à une prise de participation supplémentaire de 10 % dans le champ de Moho en République du Congo.

Les cessions ont représenté :

- 2 080 M\$ au quatrième trimestre 2025, notamment liés à la cession de la participation non opérée dans le champ de Bonga au Nigéria, à la cession partielle d'une participation dans le bloc SK408 en Malaisie, à la cession de 50 % de portefeuilles d'actifs renouvelables aux Etats-Unis et en Grèce, ainsi qu'à la cession de 1,7 % des titres de la société cotée Adani Green Energy,
- 3 644 M\$ en 2025, notamment liés aux éléments ci-dessus ainsi qu'à la cession de la participation dans deux blocs non conventionnels en Argentine, à la cession de participations dans les permis de Nkossa et Nsoko II au Congo, à la cession de 50 % d'un portefeuille d'actifs renouvelables au Portugal et en France, ainsi qu'à la cession des activités de distribution de carburants au Brésil.

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

## 5.5 Cash-flow net <sup>(1)</sup>

Le cash-flow net de TotalEnergies ressort à

- 4 722 M\$ au quatrième trimestre 2025 contre 3 969 M\$ le trimestre précédent, compte tenu de la hausse de 107 M\$ de la marge brute d'autofinancement (CFFO) et de la baisse de 646 M\$ des investissements nets sur le trimestre.
- 10 748 M\$ sur l'année 2025 contre 12 088 M\$ un an auparavant, compte tenu de la baisse de 2 078 M\$ de la marge brute d'autofinancement (CFFO) et de la baisse de 738 M\$ des investissements nets à 17 091 M\$ sur l'année.

Le flux de trésorerie d'exploitation est de 10 471 M\$ au quatrième trimestre 2025, pour une marge brute d'autofinancement (CFFO) de 7 168 M\$, compte tenu de l'amélioration du besoin en fonds de roulement de 3,8 G\$.

## 5.6 Rentabilité

La rentabilité des capitaux propres s'est établie à 13,6 % sur l'année 2025.

En millions de dollars	Période du 1er janvier 2025 au 31 décembre 2025	Période du 1er octobre 2024 au 30 septembre 2025	Période du 1er janvier 2024 au 31 décembre 2024
Résultat net ajusté (part TotalEnergies) <sup>(1)</sup>	15 833	16 431	18 586
Capitaux propres retraités moyens	116 827	116 051	117 835
<b>Rentabilité des capitaux propres (ROE)</b>	<b>13,6%</b>	<b>14,2%</b>	<b>15,8%</b>

La rentabilité des capitaux employés moyens <sup>(1)</sup> s'est établie à 12,6 % sur l'année 2025.

En millions de dollars	Période du 1er janvier 2025 au 31 décembre 2025	Période du 1er octobre 2024 au 30 septembre 2025	Période du 1er janvier 2024 au 31 décembre 2024
Résultat opérationnel net ajusté <sup>(1)</sup>	17 827	18 204	19 974
Capitaux Employés moyens <sup>(1)</sup>	141 802	146 636	135 174
<b>ROACE <sup>(1)</sup></b>	<b>12,6%</b>	<b>12,4%</b>	<b>14,8%</b>

## 6. Comptes sociaux de TotalEnergies SE

Le résultat de TotalEnergies SE, société mère, s'établit à 13 721 millions d'euros en 2025, contre 15 275 millions d'euros en 2024.

## 7. Sensibilités sur l'année 2026 <sup>(16)</sup>

	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 <sup>(17)</sup>	+/- 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\$

<sup>(16)</sup> 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.

<sup>(17)</sup> Environnement Brent à 60-70 \$/b.

## 8. Perspectives

En ce début d'année 2026, les marchés pétroliers demeurent volatils dans un contexte géopolitique en constante évolution. Les fondamentaux demeurent inchangés par ailleurs : la demande mondiale devrait croître d'environ 0,9 million de barils par jour (AIE – janvier 2026), tirée par l'activité des pays non-OCDE et la demande pétrochimique ; dans le même temps, la croissance de l'offre ralentit dans les pays non-OPEP, l'OPEP+ ayant par ailleurs décidé de stabiliser sa politique de quotas en ce début d'année 2026.

Les prix du gaz européens du premier trimestre sur les marchés *forward* se situent autour de 11-12 \$/MBtu, dans un contexte de consommation hivernale importante et de niveaux de stockage plus bas que la moyenne saisonnière constatée depuis 2022.

En 2026, la Compagnie entend poursuivre la mise en œuvre de sa stratégie de transition équilibrée et rentable ancrée sur ses deux piliers de croissance : les hydrocarbures et l'électricité.

La Compagnie prévoit ainsi d'augmenter sa production globale d'énergies (pétrole, gaz et électricité) de 5 % sur l'année tout en continuant à réduire les émissions de ses opérations avec notamment un objectif d'atteindre une baisse de 70 % de ses émissions de méthane en 2026 par rapport à 2020.

Sur son premier pilier de croissance, TotalEnergies prévoit d'augmenter sa production de pétrole et de gaz de 3 % en 2026, soutenue par la montée en puissance des projets démarrés en 2025, les démarrages attendus en 2026 (notamment Lapa au Brésil, Ratawi en Irak, North Field East au Qatar, TFT II & Sud en Algérie, Tilenga en Ouganda). Ces nouveaux barils devraient permettre une croissance du cash-flow de 7 % à 60 \$/b, plus élevée que la croissance de la production. La Compagnie entend conserver son avantage compétitif en maintenant ses coûts de production sous les 5 \$/b grâce à une forte discipline dans ses opérations. Au premier trimestre 2026, la production d'hydrocarbures est attendue au-dessus de 2,6 Mbep/j.

En ce début d'année, les marges de raffinage s'établissent autour de 5 \$/b, dans un contexte de prix du brut volatil. La Compagnie prévoit de bénéficier de l'amélioration de la disponibilité de certaines plateformes qui ont sous-performé en 2025 et prévoit ainsi une augmentation du taux d'utilisation des raffineries autour de 88 % au premier trimestre 2026, en l'absence de grands arrêts.

Le secteur Integrated LNG devrait poursuivre en 2026 sa croissance avec la mise en production du projet North Field East au Qatar (2 Mtpa d'enlèvement) et Costa Azul sur la côte pacifique nord-américaine (1,7 Mtpa d'enlèvement). Cette croissance, combinée à des ventes de GNL de plus de 44 Mt sur l'année 2026, devrait compenser la baisse attendue des prix du GNL et ainsi permettre au secteur de générer à 60 \$/b (Brent) et 10 \$/MBtu (TTF) un cash-flow équivalent à celui généré en 2025. 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 proche de 8,5 \$/MBtu au premier trimestre 2026.

Sur son second pilier de croissance, TotalEnergies prévoit que sa production d'électricité croîtra d'environ 25 % en 2026 pour dépasser les 60 TWh, compte tenu notamment de la finalisation de l'acquisition d'EPH, attendue mi-2026, permettant à la Compagnie d'accélérer sa stratégie d'intégration gaz-électricité en Europe. Sur l'année, le cash-flow d'Integrated Power est attendu à plus de 3 G\$ pour des investissements de 2,5 à 3 G\$.

En 2026, TotalEnergies prévoit des investissements nets d'environ 15 G\$ dont environ 3 G\$ dédiés aux énergies bas-carbone, principalement l'électricité. En réintégrant un équivalent annuel de plus de 1 G\$ sur cinq ans liés à l'acquisition d'actifs flexibles d'EPH en actions, l'effort d'investissement dans les énergies bas carbone s'établit ainsi à environ 4 G\$ en 2026. La Compagnie met en œuvre son plan pluriannuel de *cash savings* (Capex + Opex), visant à présent 12,5 G\$ sur 2026-2030, dont 2,5 G\$ prévus en 2026.

Dans un scénario à 60 \$/b de Brent, 10 \$/MBtu de TTF et 5 \$/b d'ERM, la Compagnie prévoit de générer un cash-flow supérieur à 26 G\$ en s'appuyant sur la croissance accrétaire de sa production, l'amélioration de la performance de l'Aval et la croissance d'Integrated Power. Dans ce contexte, la Compagnie devrait maintenir un retour à l'actionnaire attractif tout en préservant la solidité de son bilan, avec un objectif de ratio d'endettement autour de 15% à fin 2026. Au regard de la saisonnalité observée ces dernières années, une augmentation transitoire de l'ordre de 2 à 3 G\$ du besoin en fonds de roulement est attendue au 1er trimestre 2026.

Patrick Pouyanné, Président-directeur général et Jean-Pierre Sbraire, directeur Financier, présenteront les Résultats 2025 et Objectifs 2026 de TotalEnergies, mercredi 11 février 2026, 15h00 (heure de Paris).

La présentation et la retransmission vidéo en anglais de l'évènement sont disponibles sur [totalenergies.com](https://totalenergies.com). Vous pouvez également composer le +33 (0) 1 70 37 71 66, +44 (0) 33 0551 0200 ou +1 786 697 3501.

L'enregistrement de cette conférence sera disponible sur le site de la Compagnie [totalenergies.com](https://totalenergies.com) à l'issue de l'évènement.

\* \* \* \*

#### **Contacts TotalEnergies**

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

Relations Investisseurs : +33 (0)1 47 44 46 46 | [ir@totalenergies.com](mailto:ir@totalenergies.com)

## 9. Principales données opérationnelles des secteurs

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

4T25	3T25	4T25 vs 3T25	4T24	Production combinée liquides/gaz par zone géographique (kbep/j)	2025	2024	2025 vs 2024
546	515	+6%	589	Europe	538	569	-5%
442	433	+2%	437	Afrique	431	450	-4%
840	864	-3%	790	Moyen-Orient et Afrique du Nord	851	807	+5%
459	476	-4%	401	Amériques	449	375	+20%
258	220	+18%	210	Asie Pacifique	260	233	+11%
2 545	2 508	+1%	2 427	Production totale	2 529	2 434	+4%
360	361	-	369	dont filiales mises en équivalence	371	361	+3%

4T25	3T25	4T25 vs 3T25	4T24	Production de liquides par zone géographique (kb/j)	2025	2024	2025 vs 2024
212	204	+4%	228	Europe	209	225	-7%
318	317	-	318	Afrique	314	325	-4%
676	696	-3%	627	Moyen-Orient et Afrique du Nord	681	644	+6%
251	249	+1%	193	Amériques	230	180	+28%
98	87	+13%	79	Asie Pacifique	99	94	+6%
1 555	1 553	-	1 445	Production totale	1 533	1 468	+4%
153	161	-5%	151	dont filiales mises en équivalence	159	152	+4%

4T25	3T25	4T25 vs 3T25	4T24	Production de gaz par zone géographique (Mpc/j)	2025	2024	2025 vs 2024
1 796	1 675	+7%	1 951	Europe	1 777	1 862	-5%
628	588	+7%	620	Afrique	591	630	-6%
928	928	-	889	Moyen-Orient et Afrique du Nord	937	894	+5%
1 154	1 260	-8%	1 154	Amériques	1 216	1 080	+13%
875	731	+20%	709	Asie Pacifique	881	745	+18%
5 381	5 182	+4%	5 323	Production totale	5 402	5 211	+4%
1 132	1 120	+1%	1 181	dont filiales mises en équivalence	1 165	1 135	+3%



## 9.2 Aval (Raffinage-Chimie et Marketing & Services)

4T25	3T25	4T25 vs 3T25	4T24	Ventes de produits raffinés par zone géographique (kb/j)	2025	2024	2025 vs 2024
1 774	1 839	-4%	1 820	Europe	1 798	1 842	-2%
517	566	-9%	614	Afrique	579	587	-1%
958	978	-2%	970	Amériques	1 017	1 021	-
921	1 128	-18%	975	Reste du monde	962	768	+25%
4 170	4 510	-8%	4 380	Total des ventes	4 356	4 218	+3%
366	354	+3%	343	dont ventes massives raffinage	361	384	-6%
2 557	2 887	-11%	2 725	dont négoce international	2 719	2 492	+9%

  

4T25	3T25	4T25 vs 3T25	4T24	Production de produits pétrochimiques* (kt)	2025	2024	2025 vs 2024
985	976	+1%	875	Europe	3 777	3 719	+2%
775	773	-	701	Amériques	2 992	2 867	+4%
651	751	-13%	737	Moyen-Orient et Asie	2 856	2 929	-3%

\* Oléfines, polymères.

## 9.3 Integrated Power

### 9.3.1 Production nette d'électricité

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

### 9.3.2 Capacités nettes installées de génération électrique

Capacités nettes installées de génération électrique (GW) <sup>(18)</sup>	4T25						3T25					
	Solaire	Eolien terrestre	Eolien en mer	Gaz	Autres	Total	Solaire	Eolien terrestre	Eolien en mer	Gaz	Autres	Total
France	0,8	0,5	-	2,7	0,2	<b>4,2</b>	0,7	0,5	-	2,7	0,2	<b>4,1</b>
Reste de l'Europe	0,6	1,0	0,3	2,1	0,1	<b>4,1</b>	0,6	1,1	0,3	2,1	0,2	<b>4,2</b>
Afrique	0,1	-	-	-	0,1	<b>0,2</b>	0,0	-	-	-	0,1	<b>0,1</b>
Moyen Orient	0,5	-	-	0,3	-	<b>0,8</b>	0,5	-	-	0,3	-	<b>0,8</b>
Amérique du Nord	3,0	0,9	-	2,0	0,5	<b>6,4</b>	3,3	0,9	-	1,5	0,5	<b>6,2</b>
Amérique du Sud	0,5	1,2	-	-	-	<b>1,7</b>	0,4	1,1	-	-	-	<b>1,5</b>
Inde	6,7	0,6	-	-	-	<b>7,2</b>	6,4	0,6	-	-	-	<b>7,0</b>
Asie Pacifique	1,2	0,0	0,2	-	-	<b>1,4</b>	1,1	0,0	0,2	-	-	<b>1,3</b>
<b>Total</b>	<b>13,4</b>	<b>4,1</b>	<b>0,5</b>	<b>7,0</b>	<b>1,0</b>	<b>26,0</b>	<b>13,0</b>	<b>4,2</b>	<b>0,5</b>	<b>6,5</b>	<b>1,0</b>	<b>25,2</b>

<sup>(18)</sup> Données à fin de période.

### 9.3.3 Capacités brutes de génération électrique renouvelable

Capacités brutes installées de génération électrique renouvelable (GW) <sup>(19),(20)</sup>	4T25					3T25				
	Solaire	Eolien terrestre	Eolien en mer	Autres	Total	Solaire	Eolien terrestre	Eolien en mer	Autres	Total
France	1,4	0,9	0,0	0,2	<b>2,5</b>	1,3	0,9	0,0	0,2	<b>2,4</b>
Reste de l'Europe	0,7	1,7	1,1	0,3	<b>3,8</b>	0,6	1,6	1,1	0,3	<b>3,7</b>
Afrique	0,3	0,0	0,0	0,4	<b>0,7</b>	0,1	0,0	0,0	0,3	<b>0,4</b>
Moyen Orient	1,3	0,0	0,0	0,0	<b>1,3</b>	1,3	0,0	0,0	0,0	<b>1,3</b>
Amérique du Nord	7,3	2,3	0,0	1,0	<b>10,6</b>	6,9	2,3	0,0	1,0	<b>10,3</b>
Amérique du Sud	0,6	1,8	0,0	0,0	<b>2,4</b>	0,5	1,8	0,0	0,0	<b>2,2</b>
Inde	9,7	0,6	0,0	0,0	<b>10,3</b>	9,1	0,7	0,0	0,0	<b>9,7</b>
Asie Pacifique	1,8	0,0	0,6	0,0	<b>2,5</b>	1,7	0,0	0,6	0,0	<b>2,4</b>
<b>Total</b>	<b>23,1</b>	<b>7,3</b>	<b>1,8</b>	<b>1,9</b>	<b>34,1</b>	<b>21,5</b>	<b>7,2</b>	<b>1,8</b>	<b>1,8</b>	<b>32,3</b>

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

Capacités brutes en développement de génération électrique renouvelable (GW) <sup>(19),(20)</sup>	4T25					3T25				
	Solaire	Eolien terrestre	Eolien en mer	Autres	Total	Solaire	Eolien terrestre	Eolien en mer	Autres	Total
France	0,9	0,5	1,5	0,1	<b>2,9</b>	1,0	0,5	1,5	0,0	<b>2,9</b>
Reste de l'Europe	5,9	1,8	14,3	3,6	<b>25,6</b>	5,8	1,8	14,3	3,2	<b>25,1</b>
Afrique	0,3	0,2	0,0	0,0	<b>0,5</b>	0,3	0,2	0,0	0,0	<b>0,5</b>
Moyen Orient	1,1	0,0	0,0	0,0	<b>1,1</b>	0,5	0,0	0,0	0,0	<b>0,5</b>
Amérique du Nord	10,8	3,8	4,1	5,4	<b>24,2</b>	10,4	3,6	4,1	5,3	<b>23,4</b>
Amérique du Sud	1,3	1,3	0,0	0,0	<b>2,6</b>	1,3	1,3	0,0	0,0	<b>2,7</b>
Inde	1,6	0,0	0,0	0,0	<b>1,6</b>	1,6	0,1	0,0	0,0	<b>1,7</b>
Asie Pacifique	3,0	1,1	2,6	1,1	<b>7,8</b>	3,0	1,1	2,6	1,1	<b>7,7</b>
<b>Total</b>	<b>24,9</b>	<b>8,8</b>	<b>22,5</b>	<b>10,1</b>	<b>66,3</b>	<b>23,9</b>	<b>8,5</b>	<b>22,5</b>	<b>9,6</b>	<b>64,4</b>

<sup>(19)</sup> 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.

<sup>(20)</sup> Données à fin de période.

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

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

4T25	3T25	4T24	En millions de dollars	2025	2024
<b>2 906</b>	<b>3 683</b>	<b>3 956</b>	<b>Résultat net (part TotalEnergies)</b>	<b>13 127</b>	<b>15 758</b>
(644)	(93)	(413)	Éléments non-récurrents du résultat net (part TotalEnergies)	(1 185)	(1 219)
203	284	(25)	Plus ou moins value de cession	487	1 372
(51)	(7)	(6)	Charges de restructuration	(58)	(27)
(661)	(286)	(232)	Dépréciations et provisions exceptionnelles	(1 156)	(1 976)
(135)	(84)	(150)	Autres éléments	(458)	(588)
(232)	(32)	216	Effet de stock : écart FIFO / coût de remplacement, net d'impôt	(610)	(339)
(55)	(172)	(253)	Effet des variations de juste valeur	(665)	(948)
<b>(931)</b>	<b>(297)</b>	<b>(450)</b>	<b>Total des éléments d'ajustement du résultat net (part TotalEnergies)</b>	<b>(2 460)</b>	<b>(2 506)</b>
<b>3 837</b>	<b>3 980</b>	<b>4 406</b>	<b>Résultat net ajusté (part TotalEnergies)</b>	<b>15 587</b>	<b>18 264</b>

## 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

4T25	3T25	4T25 vs 3T25	4T24	En millions de dollars	2025	2024	2025 vs 2024
2 906	3 683	-21%	3 956	Résultat net (part TotalEnergies)	13 127	15 758	-17%
931	297	x3,1	450	Moins: éléments d'ajustement du résultat net (part TotalEnergies)	2 460	2 506	-2%
3 837	3 980	-4%	4 406	Résultat net ajusté (part TotalEnergies)	15 587	18 264	-15%
<i>Éléments ajustés</i>							
36	80	-55%	65	Plus: intérêts ne conférant pas le contrôle	246	322	-24%
2 273	2 281	-	2 872	Plus: charge / (produit) d'impôt	9 587	11 209	-14%
3 184	3 277	-3%	2 715	Plus: amortissements et dépréciations des immobilisations corporelles et droits miniers	12 565	11 667	+8%
99	104	-5%	107	Plus: amortissements et dépréciations des immobilisations incorporelles	382	389	-2%
833	808	+3%	786	Plus: coût de l'endettement financier brut	3 182	3 016	+6%
(196)	(235)	ns	(422)	Moins: produits et charges de trésorerie et d'équivalents de trésorerie	(994)	(1 724)	ns
10 066	10 295	-2%	10 529	EBITDA Ajusté	40 555	43 143	-6%

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

4T25	3T25	4T25 vs 3T25	4T24	En millions de dollars	2025	2024	2025 vs 2024
<i>Éléments ajustés</i>							
45 925	43 844	+5%	47 115	Produits des ventes	182 344	195 610	-7%
(29 164)	(26 940)	ns	(30 305)	Achats, nets de variation de stocks	(115 200)	(126 000)	ns
(7 783)	(7 555)	ns	(7 094)	Autres charges d'exploitation	(30 468)	(29 485)	ns
(177)	(64)	ns	(242)	Charges d'exploration	(419)	(528)	ns
592	303	+95%	280	Autres produits	1 686	725	x2,3
(144)	(101)	ns	(34)	Autres charges hors amortissements et dépréciations des immobilisations incorporelles	(694)	(317)	ns
299	324	-8%	296	Autres produits financiers	1 339	1 304	+3%
(221)	(208)	ns	(193)	Autres charges financières	(881)	(835)	ns
739	692	+7%	706	Quote-part du résultat net des sociétés mises en équivalence	2 848	2 669	+7%
10 066	10 295	-2%	10 529	EBITDA Ajusté	40 555	43 143	-6%
<i>Éléments ajustés</i>							
(3 184)	(3 277)	ns	(2 715)	Moins: amortissements et dépréciations des immobilisations corporelles et droits miniers	(12 565)	(11 667)	ns
(99)	(104)	ns	(107)	Moins: amortissements et dépréciations des immobilisations incorporelles	(382)	(389)	ns
(833)	(808)	ns	(786)	Moins: coût de l'endettement financier brut	(3 182)	(3 016)	ns
196	235	-17%	422	Plus: produits et charges de trésorerie et d'équivalents de trésorerie	994	1 724	-42%
(2 273)	(2 281)	ns	(2 872)	Moins: produit (charge) d'impôt	(9 587)	(11 209)	ns
(36)	(80)	ns	(65)	Moins: intérêts ne conférant pas le contrôle	(246)	(322)	ns
(931)	(297)	ns	(450)	Plus: éléments d'ajustements (part TotalEnergies)	(2 460)	(2 506)	ns
2 906	3 683	-21%	3 956	Résultat net (part TotalEnergies)	13 127	15 758	-17%

### 10.3 Investissements – Désinvestissements

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

4T25	3T25	4T25 vs 3T25	4T24	En millions de dollars	2025	2024	2025 vs 2024
3 434	3 203	7%	3 745	<b>Flux de trésorerie d'investissement ( a )</b>	<b>18 131</b>	<b>17 332</b>	<b>+5%</b>
(331)	-	ns	-	Autres opérations avec des intérêts ne conférant pas le contrôle ( b )	(331)	-	ns
-	45	-100%	(2)	Remboursement organique de prêts SME ( c )	105	29	x3,6
(821)	(242)	ns	(52)	Variation de dettes de projets renouvelables ( d ) *	(1 284)	(52)	ns
115	84	37%	152	Capex liés aux contrats de location capitalisés ( e )	397	471	-16%
49	2	x24,5	20	Dépenses liées aux crédits carbone ( f )	73	49	+49%
<b>2 446</b>	<b>3 092</b>	<b>-21%</b>	<b>3 863</b>	<b>Investissements nets ( a + b + c + d + e + f = g - i + h )</b>	<b>17 091</b>	<b>17 829</b>	<b>-4%</b>
(1 573)	(381)	ns	24	Dont acquisitions nettes de cessions ( g - i )	279	1 406	-80%
507	474	7%	1 233	Acquisitions ( g )	3 923	4 646	-16%
2 080	855	x2,4	1 209	Cessions ( i )	3 644	3 240	+12%
308	121	x2,5	26	Variation de dette de projets renouvelables quote-part partenaire et plus-value de cession	495	26	x19
4 019	3 473	16%	3 839	Dont investissements organiques ( h )	16 812	16 423	+2%
99	74	34%	122	Exploration capitalisée	322	516	-38%
559	408	37%	625	Augmentation des prêts non courants	1 960	2 210	-11%
(259)	(449)	ns	(619)	Remboursement des prêts non courants, hors remboursement organique de prêts SME	(1 067)	(1 083)	ns
(513)	(121)	ns	(26)	Variation de dettes de projets renouvelables quote-part TotalEnergies	(789)	(26)	ns

\* 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

4T25	3T25	4T25 vs 3T25	4T24	En millions de dollars	2025	2024	2025 vs 2024
<b>10 471</b>	<b>8 349</b>	<b>25%</b>	<b>12 507</b>	<b>Flux de trésorerie d'exploitation ( a )</b>	<b>27 343</b>	<b>30 854</b>	<b>-11%</b>
3 814	1 382	x2,8	5 072	Diminution (augmentation) du besoin en fonds de roulement ( b ) *	634	1 491	-57%
(299)	(55)	ns	282	Effet de stock ( c )	(733)	(525)	ns
212	(6)	ns	-	Plus-value de cession de projets renouvelables ( d )	292	-	ns
-	45	-100%	(2)	Remboursement organique de prêts SME ( e )	105	29	x3,6
<b>7 168</b>	<b>7 061</b>	<b>+2%</b>	<b>7 151</b>	<b>Marge brute d'autofinancement (CFFO) ( f = a - b - c + d + e )</b>	<b>27 839</b>	<b>29 917</b>	<b>-7%</b>
(425)	(382)	ns	(247)	Frais financiers	(1 416)	(697)	ns
<b>7 593</b>	<b>7 443</b>	<b>+2%</b>	<b>7 398</b>	<b>Marge brute d'autofinancement hors frais financiers (DACF)</b>	<b>29 255</b>	<b>30 614</b>	<b>-4%</b>
4 019	3 473	+16%	3 839	Investissements organiques ( g )	16 812	16 423	+2%
<b>3 149</b>	<b>3 588</b>	<b>-12%</b>	<b>3 312</b>	<b>Cash flow après investissements organiques ( f - g )</b>	<b>11 027</b>	<b>13 494</b>	<b>-18%</b>
2 446	3 092	-21%	3 863	Investissements nets ( h )	17 091	17 829	-4%
<b>4 722</b>	<b>3 969</b>	<b>+19%</b>	<b>3 288</b>	<b>Cash flow net ( f - h )</b>	<b>10 748</b>	<b>12 088</b>	<b>-11%</b>

\* 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	31/12/2025	30/09/2025	31/12/2024
Dettes financières courantes *	10 162	11 830	7 929
Autres passifs financiers courants	388	568	664
Actifs financiers courants ***	(3 093)	(4 607)	(6 536)
Actifs et passifs financiers destinés à être cédés ou échangés *	7	49	33
Dettes financières non courantes *	40 944	41 296	35 711
Actifs financiers non courants *	(1 991)	(1 168)	(1 027)
Total trésorerie et équivalents de trésorerie	(26 202)	(23 415)	(25 844)
<b>Dettes nettes ( a )</b>	<b>20 215</b>	<b>24 553</b>	<b>10 930</b>
Capitaux propres (part TotalEnergies)	114 883	115 281	117 858
Intérêts minoritaires (ne conférant pas le contrôle)	2 640	2 384	2 397
<b>Capitaux propres ( b )</b>	<b>117 523</b>	<b>117 665</b>	<b>120 255</b>
<b>Ratio d'endettement = a / ( a + b )</b>	<b>14,7%</b>	<b>17,3%</b>	<b>8,3%</b>
<i>Dettes nettes de location ( c )</i>	<i>8 567</i>	<i>8 827</i>	<i>8 272</i>
<i>Ratio d'endettement y compris dettes nettes de location ( a+c )/( a+b+c )</i>	<i>19,7%</i>	<i>22,1%</i>	<i>13,8%</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

En millions de dollars	Exploration- Production	Integrated LNG	Integrated Power	Raffinage- Chimie	Marketing & Services	Compagnie
Résultat opérationnel net ajusté	8 399	4 109	2 215	2 378	1 373	17 827
Capitaux employés au 31/12/2024	64 430	41 477	21 739	5 564	6 870	138 125
Capitaux employés au 31/12/2025	65 096	44 409	24 134	7 035	6 845	145 479
<b>ROACE</b>	<b>13,0%</b>	<b>9,6%</b>	<b>9,7%</b>	<b>37,8%</b>	<b>20,0%</b>	<b>12,6%</b>

## 10.7 Retour à l'actionnaire (Pay-out)

En millions de dollars	2025	9M25	2024
Dividendes payés (actionnaires de la société mère)	8 121	5 961	7 717
Rachat d'actions propres hors frais et taxes	7 496	5 997	7 970
<b>Payout ratio</b>	<b>55%</b>	<b>56%</b>	<b>50%</b>

## 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 :

Les termes « TotalEnergies », « société TotalEnergies » et « Société » 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 détient directement ou indirectement une participation sont des personnes morales distinctes et autonomes.

Ce communiqué de presse présente les résultats du quatrième trimestre 2025 et de l'exercice 2025, issus des comptes consolidés de TotalEnergies au 31 décembre 2025 (non audités). Les procédures d'audit par les Commissaires aux Comptes sont en cours. Les états financiers consolidés (non audités) sont disponibles sur le site de la Société, [www.totalenergies.com](http://www.totalenergies.com). Ce document ne constitue pas le rapport financier annuel au sens de l'article L.451-1-2 du Code monétaire et financier.

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, notamment en ce qui concerne le changement climatique et la neutralité carbone (zéro émission nette). 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 peuvent s'avérer inexactes à l'avenir 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 avril 2026 (ou le 23 avril 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 exactes, mais comme l'expression du point de vue de la Société à la date de publication du présent document. TotalEnergies 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, 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](http://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](http://sec.gov).

# Comptes TotalEnergies

---

Comptes consolidés du quatrième trimestre 2025, normes IFRS

# COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ

## TotalEnergies

(non audité)

(en millions de dollars) <sup>(a)</sup>	4 <sup>ème</sup> trimestre 2025	3 <sup>ème</sup> trimestre 2025	4 <sup>ème</sup> trimestre 2024
<b>Chiffre d'affaires</b>	<b>50 624</b>	<b>48 691</b>	<b>52 508</b>
Droits d'accises	(4 699)	(4 847)	(5 393)
Produits des ventes	45 925	43 844	47 115
Achats, nets de variation de stocks	(29 536)	(27 191)	(30 342)
Autres charges d'exploitation	(7 925)	(7 591)	(7 219)
Charges d'exploration	(177)	(64)	(242)
Amortissements et dépréciations des immobilisations corporelles et droits miniers	(3 776)	(3 280)	(2 715)
Autres produits	806	778	306
Autres charges	(821)	(528)	(341)
Coût de l'endettement financier brut	(833)	(808)	(786)
Produits et charges de trésorerie et d'équivalents de trésorerie	233	265	449
Coût de l'endettement financier net	(600)	(543)	(337)
Autres produits financiers	324	366	319
Autres charges financières	(221)	(208)	(193)
Quote-part du résultat net des sociétés mises en équivalence	759	602	597
Produit (Charge) d'impôt	(1 830)	(2 423)	(2 929)
<b>Résultat net de l'ensemble consolidé</b>	<b>2 928</b>	<b>3 762</b>	<b>4 019</b>
Part TotalEnergies	2 906	3 683	3 956
Intérêts ne conférant pas le contrôle	22	79	63
Résultat net par action (en dollars)	1,31	1,65	1,72
Résultat net dilué par action (en dollars)	1,30	1,64	1,70

<sup>(a)</sup> Excepté pour les résultats nets par action.

# RÉSULTAT GLOBAL CONSOLIDÉ

## TotalEnergies

(non audité)

(en millions de dollars)	4 <sup>ème</sup> trimestre 2025	3 <sup>ème</sup> trimestre 2025	4 <sup>ème</sup> trimestre 2024
<b>Résultat net de l'ensemble consolidé</b>	<b>2 928</b>	<b>3 762</b>	<b>4 019</b>
<b>Autres éléments du résultat global</b>			
Pertes et gains actuariels	28	(2)	(3)
Variation de la juste valeur des placements en instruments de capitaux propres	(161)	(96)	142
Effet d'impôt	51	19	36
Écart de conversion de consolidation de la société-mère	49	(2)	(5 125)
<b>Sous-total des éléments ne pouvant faire l'objet d'un reclassement en résultat</b>	<b>(33)</b>	<b>(81)</b>	<b>(4 950)</b>
Écart de conversion de consolidation	(133)	(230)	3 594
Couverture de flux futurs	(46)	(346)	1 732
Variation du <i>basis spread</i> des opérations en monnaie étrangère	(3)	6	(13)
Quote-part du résultat global des sociétés mises en équivalence, net d'impôt	(98)	(112)	76
Autres éléments	(4)	5	(1)
Effet d'impôt	18	81	(441)
<b>Sous-total des éléments pouvant faire l'objet d'un reclassement en résultat</b>	<b>(266)</b>	<b>(596)</b>	<b>4 947</b>
<b>Total autres éléments du résultat global (après impôt)</b>	<b>(299)</b>	<b>(677)</b>	<b>(3)</b>
<b>Résultat global</b>	<b>2 629</b>	<b>3 085</b>	<b>4 016</b>
<i>Part TotalEnergies</i>	<i>2 596</i>	<i>3 001</i>	<i>4 001</i>
<i>Intérêts ne conférant pas le contrôle</i>	<i>33</i>	<i>84</i>	<i>15</i>

# COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ

## TotalEnergies

	Exercice 2025 (non audité)	Exercice 2024
(en millions de dollars) <sup>(a)</sup>		
<b>Chiffre d'affaires</b>	<b>201 196</b>	<b>214 550</b>
Droits d'accises	(18 852)	(18 940)
Produits des ventes	182 344	195 610
Achats, nets de variation de stocks	(116 740)	(127 664)
Autres charges d'exploitation	(30 914)	(29 860)
Charges d'exploration	(419)	(999)
Amortissements et dépréciations des immobilisations corporelles et droits miniers	(13 312)	(12 025)
Autres produits	2 375	2 112
Autres charges	(1 927)	(1 281)
Coût de l'endettement financier brut	(3 182)	(3 016)
Produits et charges de trésorerie et d'équivalents de trésorerie	1 115	1 786
Coût de l'endettement financier net	(2 067)	(1 230)
Autres produits financiers	1 437	1 403
Autres charges financières	(881)	(835)
Quote-part du résultat net des sociétés mises en équivalence	2 553	1 575
Produit (Charge) d'impôt	(9 092)	(10 775)
<b>Résultat net de l'ensemble consolidé</b>	<b>13 357</b>	<b>16 031</b>
Part TotalEnergies	13 127	15 758
Intérêts ne conférant pas le contrôle	230	273
Résultat net par action (en dollars)	5,84	6,74
Résultat net dilué par action (en dollars)	5,78	6,69

<sup>(a)</sup> Excepté pour les résultats nets par action.

# RÉSULTAT GLOBAL CONSOLIDÉ

## TotalEnergies

	Exercice 2025 (non audité)	Exercice 2024
(en millions de dollars)		
<b>Résultat net de l'ensemble consolidé</b>	<b>13 357</b>	<b>16 031</b>
<b>Autres éléments du résultat global</b>		
Pertes et gains actuariels	42	20
Variation de la juste valeur des placements en instruments de capitaux propres	(193)	144
Effet d'impôt	51	46
Écart de conversion de consolidation de la société-mère	8 737	(4 163)
<b>Sous-total des éléments ne pouvant faire l'objet d'un reclassement en résultat</b>	<b>8 637</b>	<b>(3 953)</b>
Écart de conversion de consolidation	(7 072)	2 759
Couverture de flux futurs	(1 060)	3 119
Variation du <i>basis spread</i> des opérations en monnaie étrangère	22	(32)
Quote-part du résultat global des sociétés mises en équivalence, net d'impôt	(484)	(246)
Autres éléments	8	1
Effet d'impôt	255	(814)
<b>Sous-total des éléments pouvant faire l'objet d'un reclassement en résultat</b>	<b>(8 331)</b>	<b>4 787</b>
<b>Total autres éléments du résultat global (après impôt)</b>	<b>306</b>	<b>834</b>
<b>Résultat global</b>	<b>13 663</b>	<b>16 865</b>
<i>Part TotalEnergies</i>	<i>13 356</i>	<i>16 636</i>
<i>Intérêts ne conférant pas le contrôle</i>	<i>307</i>	<i>229</i>



# BILAN CONSOLIDÉ

## TotalEnergies

	31 décembre 2025	30 septembre 2025	31 décembre 2024
	(non audité)	(non audité)	
(en millions de dollars)			
<b>ACTIF</b>			
<b>Actifs non courants</b>			
Immobilisations incorporelles	37 345	37 764	34 238
Immobilisations corporelles	114 694	115 198	109 095
Sociétés mises en équivalence : titres et prêts	38 090	36 968	34 405
Autres titres	1 914	2 046	1 665
Actifs financiers non courants	3 270	2 426	2 305
Impôts différés	3 358	3 633	3 202
Autres actifs non courants	2 915	2 990	4 006
<b>Total actifs non courants</b>	<b>201 586</b>	<b>201 025</b>	<b>188 916</b>
<b>Actifs courants</b>			
Stocks	16 663	17 058	18 868
Clients et comptes rattachés	18 559	19 735	19 281
Autres créances	20 437	21 833	23 687
Actifs financiers courants	3 332	4 884	6 914
Trésorerie et équivalents de trésorerie	26 202	23 415	25 844
Actifs destinés à être cédés ou échangés	4 276	4 009	1 977
<b>Total actifs courants</b>	<b>89 469</b>	<b>90 934</b>	<b>96 571</b>
<b>Total actif</b>	<b>291 055</b>	<b>291 959</b>	<b>285 487</b>
<b>PASSIF ET CAPITAUX PROPRES</b>			
<b>Capitaux propres</b>			
Capital	7 059	7 059	7 577
Primes et réserves consolidées	125 860	125 073	135 496
Écarts de conversion	(14 033)	(13 853)	(15 259)
Actions autodétenues	(4 003)	(2 998)	(9 956)
<b>Total des capitaux propres - part TotalEnergies</b>	<b>114 883</b>	<b>115 281</b>	<b>117 858</b>
<b>Intérêts ne conférant pas le contrôle</b>	<b>2 640</b>	<b>2 384</b>	<b>2 397</b>
<b>Total des capitaux propres</b>	<b>117 523</b>	<b>117 665</b>	<b>120 255</b>
<b>Passifs non courants</b>			
Impôts différés	12 634	12 830	12 114
Engagements envers le personnel	2 018	1 991	1 753
Provisions et autres passifs non courants	17 322	20 096	19 872
Dettes financières non courantes	48 995	49 552	43 533
<b>Total passifs non courants</b>	<b>80 969</b>	<b>84 469</b>	<b>77 272</b>
<b>Passifs courants</b>			
Fournisseurs et comptes rattachés	38 065	38 062	39 932
Autres créditeurs et dettes diverses	36 344	35 266	35 961
Dettes financières courantes	12 038	13 820	10 024
Autres passifs financiers courants	388	568	664
Passifs relatifs aux actifs destinés à être cédés ou échangés	5 728	2 109	1 379
<b>Total passifs courants</b>	<b>92 563</b>	<b>89 825</b>	<b>87 960</b>
<b>Total passif et capitaux propres</b>	<b>291 055</b>	<b>291 959</b>	<b>285 487</b>

# TABLEAU DE FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉ

## TotalEnergies

(non audité)

	4 <sup>ème</sup> trimestre 2025	3 <sup>ème</sup> trimestre 2025	4 <sup>ème</sup> trimestre 2024
(en millions de dollars)			
<b>FLUX DE TRÉSORERIE D'EXPLOITATION</b>			
Résultat net de l'ensemble consolidé	2 928	3 762	4 019
Amortissements et pertes de valeur des immobilisations corporelles et incorporelles	3 996	3 405	2 971
Provisions et impôts différés	316	272	44
(Plus) Moins-value sur cessions d'actifs	(655)	(603)	(66)
Dividendes moins quote-part des résultats des sociétés mises en équivalence	(203)	(195)	99
Diminution (augmentation) du besoin en fonds de roulement	3 867	1 600	5 201
Autres, nets	222	108	239
<b>Flux de trésorerie d'exploitation</b>	<b>10 471</b>	<b>8 349</b>	<b>12 507</b>
<b>FLUX DE TRÉSORERIE D'INVESTISSEMENT</b>			
Investissements corporels et incorporels	(4 153)	(3 812)	(3 680)
Coût d'acquisition de sociétés consolidées, net de la trésorerie acquise	(140)	-	(932)
Coût d'acquisition de titres	(343)	(215)	(313)
Augmentation des prêts non courants	(559)	(408)	(658)
<b>Investissements</b>	<b>(5 195)</b>	<b>(4 435)</b>	<b>(5 583)</b>
Produits de cession d'actifs corporels et incorporels	730	613	314
Produits de cession de titres consolidés, net de la trésorerie cédée	451	133	654
Produits de cession d'autres titres	321	(8)	220
Remboursement de prêts non courants	259	494	650
<b>Désinvestissements</b>	<b>1 761</b>	<b>1 232</b>	<b>1 838</b>
<b>Flux de trésorerie d'investissement</b>	<b>(3 434)</b>	<b>(3 203)</b>	<b>(3 745)</b>
<b>FLUX DE TRÉSORERIE DE FINANCEMENT</b>			
Variation de capital :			
- actionnaires de la société mère	-	-	-
- actions propres	(1 506)	(2 349)	(1 977)
Dividendes payés :			
- aux actionnaires de la société mère	(2 160)	(2 216)	(1 998)
- aux intérêts ne conférant pas le contrôle	(81)	(89)	(18)
Emission nette de titres subordonnés à durée indéterminée	-	-	1 165
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	(122)	(26)	(82)
Autres opérations avec les intérêts ne conférant pas le contrôle	313	23	(17)
Émission nette d'emprunts non courants	611	3 682	91
Variation des dettes financières courantes	(1 985)	(1 962)	(4 136)
Variation des actifs et passifs financiers courants	686	529	(965)
<b>Flux de trésorerie de financement</b>	<b>(4 244)</b>	<b>(2 408)</b>	<b>(7 937)</b>
<b>Augmentation (diminution) de la trésorerie</b>	<b>2 793</b>	<b>2 738</b>	<b>825</b>
Incidence des variations de change	(6)	253	(653)
Trésorerie en début de période	23 415	20 424	25 672
<b>Trésorerie en fin de période</b>	<b>26 202</b>	<b>23 415</b>	<b>25 844</b>

# TABLEAU DE FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉ

## TotalEnergies

	Exercice 2025 (non audité)	Exercice 2024
(en millions de dollars)		
<b>FLUX DE TRÉSORERIE D'EXPLOITATION</b>		
Résultat net de l'ensemble consolidé	13 357	16 031
Amortissements et pertes de valeur des immobilisations corporelles et incorporelles	13 847	13 107
Provisions et impôts différés	924	190
(Plus) Moins-value sur cessions d'actifs	(1 568)	(1 497)
Dividendes moins quote-part des résultats des sociétés mises en équivalence	(923)	124
Diminution (augmentation) du besoin en fonds de roulement	1 284	2 364
Autres, nets	422	535
<b>Flux de trésorerie d'exploitation</b>	<b>27 343</b>	<b>30 854</b>
<b>FLUX DE TRÉSORERIE D'INVESTISSEMENT</b>		
Investissements corporels et incorporels	(16 953)	(14 909)
Coût d'acquisition de sociétés consolidées, net de la trésorerie acquise	(1 999)	(2 439)
Coût d'acquisition de titres	(1 288)	(2 127)
Augmentation des prêts non courants	(1 960)	(2 275)
<b>Investissements</b>	<b>(22 200)</b>	<b>(21 750)</b>
Produits de cession d'actifs corporels et incorporels	1 713	727
Produits de cession de titres consolidés, net de la trésorerie cédée	855	2 167
Produits de cession d'autres titres	329	347
Remboursement de prêts non courants	1 172	1 177
<b>Désinvestissements</b>	<b>4 069</b>	<b>4 418</b>
<b>Flux de trésorerie d'investissement</b>	<b>(18 131)</b>	<b>(17 332)</b>
<b>FLUX DE TRÉSORERIE DE FINANCEMENT</b>		
Variation de capital :		
- actionnaires de la société mère	492	521
- actions propres	(7 714)	(7 995)
Dividendes payés :		
- aux actionnaires de la société mère	(8 121)	(7 717)
- aux intérêts ne conférant pas le contrôle	(482)	(322)
Emission nette de titres subordonnés à durée indéterminée	(1 139)	(457)
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	(303)	(314)
Autres opérations avec les intérêts ne conférant pas le contrôle	285	(67)
Émission nette d'emprunts non courants	7 981	7 532
Variation des dettes financières courantes	(4 153)	(5 142)
Variation des actifs et passifs financiers courants	3 220	(464)
<b>Flux de trésorerie de financement</b>	<b>(9 934)</b>	<b>(14 425)</b>
<b>Augmentation (diminution) de la trésorerie</b>	<b>(722)</b>	<b>(903)</b>
Incidence des variations de change	1 080	(516)
Trésorerie en début de période	25 844	27 263
<b>Trésorerie en fin de période</b>	<b>26 202</b>	<b>25 844</b>

## VARIATION DES CAPITAUX PROPRES CONSOLIDÉS

### TotalEnergies

(non audité:2025)

(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			
<b>Au 1er janvier 2024</b>	<b>2 412 251 835</b>	<b>7 616</b>	<b>126 857</b>	<b>(13 701)</b>	<b>(60 543 213)</b>	<b>(4 019)</b>	<b>116 753</b>	<b>2 700</b>	<b>119 453</b>
Résultat net 2024	-	-	15 758	-	-	-	15 758	273	16 031
Autres éléments du résultat global	-	-	2 436	(1 558)	-	-	878	(44)	834
<b>Résultat Global</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>18 194</b>	<b>(1 558)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>16 636</b>	<b>229</b>	<b>16 865</b>
Dividendes	-	-	(7 756)	-	-	-	(7 756)	(455)	(8 211)
Émissions d'actions	10 833 187	29	492	-	-	-	521	-	521
Rachats d'actions	-	-	-	-	(120 463 232)	(7 995)	(7 995)	-	(7 995)
Cessions d'actions <sup>(a)</sup>	-	-	(395)	-	6 071 266	395	-	-	-
Palements en actions	-	-	556	-	-	-	556	-	556
Annulation d'actions	(25 405 361)	(68)	(1 595)	-	25 405 361	1 663	-	-	-
Emission nette de titres subordonnés à durée indéterminée	-	-	(576)	-	-	-	(576)	-	(576)
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	-	-	(272)	-	-	-	(272)	-	(272)
Autres opérations avec les intérêts ne conférant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	(67)	(67)
Autres éléments	-	-	(9)	-	-	-	(9)	(10)	(19)
<b>Au 31 décembre 2024</b>	<b>2 397 679 661</b>	<b>7 577</b>	<b>135 496</b>	<b>(15 259)</b>	<b>(149 529 818)</b>	<b>(9 956)</b>	<b>117 858</b>	<b>2 397</b>	<b>120 255</b>
Résultat net 2025	-	-	13 127	-	-	-	13 127	230	13 357
Autres éléments du résultat global	-	-	(997)	1 226	-	-	229	77	306
<b>Résultat Global</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>12 130</b>	<b>1 226</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>13 356</b>	<b>307</b>	<b>13 663</b>
Dividendes	-	-	(8 135)	-	-	-	(8 135)	(348)	(8 483)
Émissions d'actions	11 149 053	30	462	-	-	-	492	-	492
Rachats d'actions	-	-	-	-	(122 637 294)	(7 526)	(7 526)	-	(7 526)
Cessions d'actions <sup>(a)</sup>	-	-	(414)	-	6 221 412	414	-	-	-
Palements en actions	-	-	585	-	-	-	585	-	585
Annulation d'actions	(202 243 171)	(548)	(12 704)	-	202 243 171	13 064	(188)	-	(188)
Emission nette de titres subordonnés à durée indéterminée	-	-	(1 219)	-	-	-	(1 219)	-	(1 219)
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	-	-	(320)	-	-	-	(320)	-	(320)
Autres opérations avec les intérêts ne conférant pas le contrôle	-	-	(1)	-	-	-	(1)	286	285
Autres éléments	-	-	(20)	-	-	1	(19)	(2)	(21)
<b>Au 31 décembre 2025</b>	<b>2 206 585 543</b>	<b>7 059</b>	<b>125 860</b>	<b>(14 033)</b>	<b>(63 702 529)</b>	<b>(4 003)</b>	<b>114 883</b>	<b>2 640</b>	<b>117 523</b>

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

## INFORMATIONS PAR SECTEUR D'ACTIVITÉ

### TotalEnergies

(non audité)

4 <sup>ème</sup> 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)
<b>Produits des ventes</b>	<b>10 013</b>	<b>4 664</b>	<b>6 584</b>	<b>28 291</b>	<b>15 296</b>	<b>26</b>	<b>(18 949)</b>	<b>45 925</b>
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 <sup>(a)</sup>	(139)	(32)	(481)	(192)	(100)	(26)	-	(970)
<b>Résultat opérationnel net ajusté</b>	<b>1 805</b>	<b>922</b>	<b>564</b>	<b>1 001</b>	<b>341</b>	<b>(191)</b>	<b>-</b>	<b>4 442</b>
Ajustements <sup>(a)</sup>								(970)
Coût net de la dette nette								(544)
Intérêts ne conférant pas le contrôle								(22)
<b>Résultat net - part TotalEnergies</b>								<b>2 906</b>

<sup>(a)</sup> 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 bilanciellles (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.

4 <sup>ème</sup> 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)

3 <sup>ème</sup> 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	1 392	1 995	3 955	21 205	20 138	6	-	48 691
Chiffre d'affaires Intersecteurs	8 892	1 587	434	7 122	234	38	(18 307)	-
Droits d'accises	-	-	-	(201)	(4 646)	-	-	(4 847)
<b>Produits des ventes</b>	<b>10 284</b>	<b>3 582</b>	<b>4 389</b>	<b>28 126</b>	<b>15 726</b>	<b>44</b>	<b>(18 307)</b>	<b>43 844</b>
Charges d'exploitation	(4 200)	(2 880)	(3 863)	(27 069)	(14 916)	(225)	18 307	(34 846)
Amortissements et dépréciations des immobilisations corporelles et droits miniers	(2 145)	(376)	(103)	(380)	(243)	(33)	-	(3 280)
Quote-part du résultat net des sociétés mises en équivalence et autres éléments	522	492	(52)	75	(24)	(3)	-	1 010
Impôts du résultat opérationnel net	(2 055)	(97)	(110)	(143)	(177)	115	-	(2 467)
Ajustements <sup>(a)</sup>	237	(131)	(310)	(78)	(14)	(22)	-	(318)
<b>Résultat opérationnel net ajusté</b>	<b>2 169</b>	<b>852</b>	<b>571</b>	<b>687</b>	<b>380</b>	<b>(80)</b>	<b>-</b>	<b>4 579</b>
Ajustements <sup>(a)</sup>								(318)
Coût net de la dette nette								(499)
Intérêts ne conférant pas le contrôle								(79)
<b>Résultat net - part TotalEnergies</b>								<b>3 683</b>

<sup>(a)</sup> 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 bilancielles (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.

3 <sup>ème</sup> trimestre 2025 (en millions de dollars)	Exploration - Production	Integrated LNG	Integrated Power	Raffinage - Chimie	Marketing & Services	Holding	Éliminations de consolidation	Total
Investissements	2 409	611	773	402	205	35	-	4 435
Désinvestissements	622	465	81	17	45	2	-	1 232
Flux de trésorerie d'exploitation	4 187	789	674	2 839	287	(427)	-	8 349

## INFORMATIONS PAR SECTEUR D'ACTIVITÉ

### TotalEnergies

(non audité)

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

<sup>(a)</sup> 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 bilanciellles (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.

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

## INFORMATIONS PAR SECTEUR D'ACTIVITÉ

### TotalEnergies

(non audité)

Exercice 2025 (en millions de dollars)	Exploration - Production	Integrated LNG	Integrated Power	Raffinage - Chimie	Marketing & Services	Holding	Éliminations de consolidation	Total
Chiffre d'affaires externe	5 590	10 096	19 587	87 207	78 708	8	-	201 196
Chiffre d'affaires Intersecteurs	35 234	8 945	2 696	27 817	734	132	(75 558)	-
Droits d'accises	-	-	-	(770)	(18 082)	-	-	(18 852)
<b>Produits des ventes</b>	<b>40 824</b>	<b>19 041</b>	<b>22 283</b>	<b>114 254</b>	<b>61 360</b>	<b>140</b>	<b>(75 558)</b>	<b>182 344</b>
Charges d'exploitation	(17 335)	(15 085)	(20 859)	(110 737)	(58 697)	(918)	75 558	(148 073)
Amortissements et dépréciations des immobilisations corporelles et droits miniers	(8 419)	(1 608)	(622)	(1 606)	(932)	(125)	-	(13 312)
Quote-part du résultat net des sociétés mises en équivalence et autres éléments	971	2 104	422	49	93	(82)	-	3 557
Impôts du résultat opérationnel net	(7 677)	(720)	(133)	(352)	(608)	245	-	(9 245)
Ajustements <sup>(a)</sup>	(35)	(377)	(1 124)	(770)	(157)	(93)	-	(2 556)
<b>Résultat opérationnel net ajusté</b>	<b>8 399</b>	<b>4 109</b>	<b>2 215</b>	<b>2 378</b>	<b>1 373</b>	<b>(647)</b>	<b>-</b>	<b>17 827</b>
Ajustements <sup>(a)</sup>								(2 556)
Coût net de la dette nette								(1 914)
Intérêts ne conférant pas le contrôle								(230)
<b>Résultat net - part TotalEnergies</b>								<b>13 127</b>

<sup>(a)</sup> 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 bilanciellles (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.

Exercice 2025 (en millions de dollars)	Exploration - Production	Integrated LNG	Integrated Power	Raffinage - Chimie	Marketing & Services	Holding	Éliminations de consolidation	Total
Investissements	10 523	3 520	5 367	1 537	937	316	-	22 200
Désinvestissements	1 723	512	1 366	100	328	40	-	4 069
Flux de trésorerie d'exploitation	14 949	5 173	2 374	3 459	2 835	(1 447)	-	27 343



## INFORMATIONS PAR SECTEUR D'ACTIVITÉ

### TotalEnergies

Exercice 2024 (en millions de dollars)	Exploration - Production	Integrated LNG	Integrated Power	Raffinage - Chimie	Marketing & Services	Holding	Éliminations de consolidation	Total
Chiffre d'affaires externe	5 655	9 885	22 127	93 515	83 341	27	-	214 550
Chiffre d'affaires Intersecteurs	38 546	10 591	2 348	31 480	819	268	(84 052)	-
Droits d'accises	-	-	-	(784)	(18 156)	-	-	(18 940)
<b>Produits des ventes</b>	<b>44 201</b>	<b>20 476</b>	<b>24 475</b>	<b>124 211</b>	<b>66 004</b>	<b>295</b>	<b>(84 052)</b>	<b>195 610</b>
Charges d'exploitation	(19 124)	(15 530)	(22 936)	(120 424)	(63 551)	(1 010)	84 052	(158 523)
Amortissements et dépréciations des immobilisations corporelles et droits miniers	(8 001)	(1 251)	(344)	(1 442)	(870)	(117)	-	(12 025)
Quote-part du résultat net des sociétés mises en équivalence et autres éléments	325	2 051	(837)	(114)	1 457	92	-	2 974
Impôts du résultat opérationnel net	(8 466)	(1 073)	(255)	(414)	(526)	89	-	(10 645)
Ajustements <sup>(a)</sup>	(1 069)	(196)	(2 070)	(343)	1 154	(59)	-	(2 583)
<b>Résultat opérationnel net ajusté</b>	<b>10 004</b>	<b>4 869</b>	<b>2 173</b>	<b>2 160</b>	<b>1 360</b>	<b>(592)</b>	<b>-</b>	<b>19 974</b>
Ajustements <sup>(a)</sup>								(2 583)
Coût net de la dette nette								(1 360)
Intérêts ne conférant pas le contrôle								(273)
<b>Résultat net - part TotalEnergies</b>								<b>15 758</b>

<sup>(a)</sup> 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 bilanciellles (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.

Exercice 2024 (en millions de dollars)	Exploration - Production	Integrated LNG	Integrated Power	Raffinage - Chimie	Marketing & Services	Holding	Éliminations de consolidation	Total
Investissements	9 225	3 912	5 328	1 896	1 190	199	-	21 750
Désinvestissements	840	425	1 431	366	1 328	28	-	4 418
Flux de trésorerie d'exploitation	17 388	5 185	2 972	3 808	2 901	(1 400)	-	30 854

# **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

4 <sup>ème</sup> trimestre 2025	3 <sup>ème</sup> trimestre 2025	4 <sup>ème</sup> trimestre 2024	4 <sup>ème</sup> trimestre 2025 vs 4 <sup>ème</sup> trimestre 2024	(en millions de dollars)	2025	2024	2025 vs 2024
1 218	1 787	1 688	-28%	<b>Flux de trésorerie d'investissement ( a )</b>	8 800	8 385	5%
-	-	-	ns	Autres opérations avec les intérêts ne conférant pas le contrôle ( b )	-	-	ns
-	-	-	ns	Remboursement organique de prêts SME ( c )	-	1	-100%
-	-	-	ns	Variation de dette de projets renouvelables ( d ) *	-	-	ns
108	80	138	-22%	Capex liés aux contrats de location capitalisés ( e )	386	418	-8%
49	2	20	x2,5	Dépenses liées aux crédits carbone ( f )	73	49	49%
<b>1 375</b>	<b>1 869</b>	<b>1 846</b>	<b>-26%</b>	<b>Investissements nets ( a + b + c + d + e + f = g - i + h )</b>	<b>9 259</b>	<b>8 853</b>	<b>5%</b>
(530)	(53)	(258)	ns	dont acquisitions nettes ( g - i )	(305)	(207)	ns
79	522	11	x7,2	Acquisitions ( g )	1 239	534	x2,3
609	575	269	x2,3	Cessions ( i )	1 544	741	x2,1
-	-	-	ns	Variation de dette de projets renouvelables quote-part partenaire et plus-value de cession	-	-	ns
<b>1 905</b>	<b>1 922</b>	<b>2 104</b>	<b>-9%</b>	<b>Dont investissements organiques ( h )</b>	<b>9 564</b>	<b>9 060</b>	<b>6%</b>
88	70	119	-26%	Exploration capitalisée	298	483	-38%
36	38	41	-12%	Augmentation des prêts non courants	198	196	1%
(54)	(47)	(26)	ns	Remboursement des prêts non courants, hors remboursement organique de prêts SME	(179)	(98)	ns
-	-	-	ns	Variation de dette de projets renouvelables quote-part TotalEnergies	-	-	ns

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

### 1.2 Integrated LNG

4 <sup>ème</sup> trimestre 2025	3 <sup>ème</sup> trimestre 2025	4 <sup>ème</sup> trimestre 2024	4 <sup>ème</sup> trimestre 2025 vs 4 <sup>ème</sup> trimestre 2024	(en millions de dollars)	2025	2024	2025 vs 2024
1 118	146	1 657	-33%	<b>Flux de trésorerie d'investissement ( a )</b>	3 008	3 487	-14%
(331)	-	-	ns	Autres opérations avec les intérêts ne conférant pas le contrôle ( b )	(331)	-	ns
-	46	-	ns	Remboursement organique de prêts SME ( c )	47	3	x15,7
-	-	-	ns	Variation de dette de projets renouvelables ( d ) *	-	-	ns
6	4	13	-54%	Capex liés aux contrats de location capitalisés ( e )	10	46	-78%
-	-	-	ns	Dépenses liées aux crédits carbone ( f )	-	-	ns
<b>793</b>	<b>196</b>	<b>1 670</b>	<b>-53%</b>	<b>Investissements nets ( a + b + c + d + e + f = g - i + h )</b>	<b>2 734</b>	<b>3 536</b>	<b>-23%</b>
49	(134)	1 116	-96%	dont acquisitions nettes ( g - i )	165	1 367	-88%
352	(60)	1 149	-69%	Acquisitions ( g )	546	1 417	-61%
303	74	33	x9,2	Cessions ( i )	381	50	x7,6
-	-	-	ns	Variation de dette de projets renouvelables quote-part partenaire et plus-value de cession	-	-	ns
<b>744</b>	<b>330</b>	<b>554</b>	<b>34%</b>	<b>Dont investissements organiques ( h )</b>	<b>2 569</b>	<b>2 169</b>	<b>18%</b>
11	4	3	x3,7	Exploration capitalisée	24	33	-27%
211	174	269	-22%	Augmentation des prêts non courants	754	809	-7%
(40)	(345)	(214)	ns	Remboursement des prêts non courants, hors remboursement organique de prêts SME	(415)	(372)	ns
-	-	-	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

4 <sup>ème</sup> trimestre 2025	3 <sup>ème</sup> trimestre 2025	4 <sup>ème</sup> trimestre 2024	4 <sup>ème</sup> trimestre 2025 vs 4 <sup>ème</sup> trimestre 2024	(en millions de dollars)	2025	2024	2025 vs 2024
275	692	(509)	ns	<b>Flux de trésorerie d'investissement ( a )</b>	4 001	3 897	3%
-	-	-	ns	Autres opérations avec les intérêts ne conférant pas le contrôle ( b )	-	-	ns
-	(1)	7	-100%	Remboursement organique de prêts SME ( c )	58	17	x3,4
(821)	(242)	(52)	ns	Variation de dette de projets renouvelables ( d ) *	(1 284)	(52)	ns
1	-	1	0%	Capex liés aux contrats de location capitalisés ( e )	1	7	-86%
-	-	-	ns	Dépenses liées aux crédits carbone ( f )	-	-	ns
<b>(545)</b>	<b>449</b>	<b>(553)</b>	<b>ns</b>	<b>Investissements nets ( a + b + c + d + e + f = g - i + h )</b>	<b>2 776</b>	<b>3 869</b>	<b>-28%</b>
(1 070)	(147)	(662)	ns	dont acquisitions nettes ( g - i )	589	1 514	-61%
35	12	72	-51%	Acquisitions ( g )	2 083	2 515	-17%
1 105	159	734	51%	Cessions ( i )	1 494	1 001	49%
308	121	26	x11,8	Variation de dette de projets renouvelables quote-part partenaire et plus-value de cession	495	26	x19
<b>525</b>	<b>596</b>	<b>109</b>	<b>x4,8</b>	<b>Dont investissements organiques ( h )</b>	<b>2 187</b>	<b>2 355</b>	<b>-7%</b>
-	-	-	ns	Exploration capitalisée	-	-	ns
215	162	300	-28%	Augmentation des prêts non courants	795	979	-19%
(83)	(43)	(323)	ns	Remboursement des prêts non courants, hors remboursement organique de prêts SME	(309)	(439)	ns
(513)	(121)	(26)	ns	Variation de dette de projets renouvelables quote-part TotalEnergies	(789)	(26)	ns

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

#### 1.4 Raffinage-Chimie

4 <sup>ème</sup> trimestre 2025	3 <sup>ème</sup> trimestre 2025	4 <sup>ème</sup> trimestre 2024	4 <sup>ème</sup> trimestre 2025 vs 4 <sup>ème</sup> trimestre 2024	(en millions de dollars)	2025	2024	2025 vs 2024
507	385	498	2%	<b>Flux de trésorerie d'investissement ( a )</b>	1 437	1 530	-6%
-	-	-	ns	Autres opérations avec les intérêts ne conférant pas le contrôle ( b )	-	-	ns
-	-	(9)	-100%	Remboursement organique de prêts SME ( c )	-	8	-100%
-	-	-	ns	Variation de dette de projets renouvelables ( d ) *	-	-	ns
-	-	-	ns	Capex liés aux contrats de location capitalisés ( e )	-	-	ns
-	-	-	ns	Dépenses liées aux crédits carbone ( f )	-	-	ns
<b>507</b>	<b>385</b>	<b>489</b>	<b>4%</b>	<b>Investissements nets ( a + b + c + d + e + f = g - i + h )</b>	<b>1 437</b>	<b>1 538</b>	<b>-7%</b>
(1)	(2)	(92)	ns	dont acquisitions nettes ( g - i )	(27)	(173)	ns
1	-	-	ns	Acquisitions ( g )	12	77	-84%
2	2	92	-98%	Cessions ( i )	39	250	-84%
-	-	-	ns	Variation de dette de projets renouvelables quote-part partenaire et plus-value de cession	-	-	ns
<b>508</b>	<b>387</b>	<b>581</b>	<b>-13%</b>	<b>Dont investissements organiques ( h )</b>	<b>1 464</b>	<b>1 711</b>	<b>-14%</b>
-	-	-	ns	Exploration capitalisée	-	-	ns
67	16	1	x67	Augmentation des prêts non courants	110	99	11%
(33)	(15)	(16)	ns	Remboursement des prêts non courants, hors remboursement organique de prêts SME	(61)	(43)	ns
-	-	-	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

4 <sup>ème</sup> trimestre 2025	3 <sup>ème</sup> trimestre 2025	4 <sup>ème</sup> trimestre 2024	4 <sup>ème</sup> trimestre 2025 vs 4 <sup>ème</sup> trimestre 2024	(en millions de dollars)	2025	2024	2025 vs 2024
178	160	352	-49%	<b>Flux de trésorerie d'investissement ( a )</b>	609	(138)	ns
-	-	-	ns	Autres opérations avec les intérêts ne conférant pas le contrôle ( b )	-	-	ns
-	-	-	ns	Remboursement organique de prêts SME ( c )	-	-	ns
-	-	-	ns	Variation de dette de projets renouvelables ( d ) *	-	-	ns
-	-	-	ns	Capex liés aux contrats de location capitalisés ( e )	-	-	ns
-	-	-	ns	Dépenses liées aux crédits carbone ( f )	-	-	ns
<b>178</b>	<b>160</b>	<b>352</b>	<b>-49%</b>	<b>Investissements nets ( a + b + c + d + e + f = g - i + h )</b>	<b>609</b>	<b>(138)</b>	<b>ns</b>
(45)	(43)	(80)	ns	dont acquisitions nettes ( g - i )	(166)	(1 089)	ns
(1)	-	1	ns	Acquisitions ( g )	2	103	-98%
44	43	81	-46%	Cessions ( i )	168	1 192	-86%
-	-	-	ns	Variation de dette de projets renouvelables quote-part partenaire et plus-value de cession	-	-	ns
<b>223</b>	<b>203</b>	<b>432</b>	<b>-48%</b>	<b>Dont investissements organiques ( h )</b>	<b>775</b>	<b>951</b>	<b>-19%</b>
-	-	-	ns	Exploration capitalisée	-	-	ns
27	18	19	42%	Augmentation des prêts non courants	89	103	-14%
(43)	1	(20)	ns	Remboursement des prêts non courants, hors remboursement organique de prêts SME	(81)	(109)	ns
-	-	-	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

4 <sup>ème</sup> trimestre 2025	3 <sup>ème</sup> trimestre 2025	4 <sup>ème</sup> trimestre 2024	4 <sup>ème</sup> trimestre 2025 vs 4 <sup>ème</sup> trimestre 2024	(en millions de dollars)	2025	2024	2025 vs 2024
<b>3 821</b>	<b>4 187</b>	<b>4 500</b>	<b>-15%</b>	<b>Flux de trésorerie d'exploitation ( a )</b>	<b>14 949</b>	<b>17 388</b>	<b>-14%</b>
210	203	555	-62%	Diminution (augmentation) du besoin en fonds de roulement ( b )	(697)	340	ns
-	-	-	ns	Effet de stock ( c )	-	-	ns
-	-	-	ns	Plus-value de cession de projets renouvelables ( d )	-	-	ns
-	-	-	ns	Remboursement organique de prêts SME ( e )	-	1	-100%
<b>3 611</b>	<b>3 984</b>	<b>3 945</b>	<b>-8%</b>	<b>Marge brute d'autofinancement (CFFO) ( f = a - b - c + d + e )</b>	<b>15 646</b>	<b>17 049</b>	<b>-8%</b>

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

### TotalEnergies

(non audité)

#### 2.2 Integrated LNG

4 <sup>ème</sup> trimestre 2025	3 <sup>ème</sup> trimestre 2025	4 <sup>ème</sup> trimestre 2024	4 <sup>ème</sup> trimestre 2025 vs 4 <sup>ème</sup> trimestre 2024	(en millions de dollars)	2025	2024	2025 vs 2024
2 102	789	2 214	-5%	<b>Flux de trésorerie d'exploitation ( a )</b>	5 173	5 185	0%
946	(299)	767	23%	Diminution (augmentation) du besoin en fonds de roulement ( b ) *	522	285	83%
-	-	-	ns	Effet de stock ( c )	-	-	ns
-	-	-	ns	Plus-value de cession de projets renouvelables ( d )	-	-	ns
-	46	-	ns	Remboursement organique de prêts SME ( e )	47	3	x15,7
1 156	1 134	1 447	-20%	<b>Marge brute d'autofinancement (CFFO) ( f = a - b - c + d + e )</b>	4 698	4 903	-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.

#### 2.3 Integrated Power

4 <sup>ème</sup> trimestre 2025	3 <sup>ème</sup> trimestre 2025	4 <sup>ème</sup> trimestre 2024	4 <sup>ème</sup> trimestre 2025 vs 4 <sup>ème</sup> trimestre 2024	(en millions de dollars)	2025	2024	2025 vs 2024
1 300	674	1 201	8%	<b>Flux de trésorerie d'exploitation ( a )</b>	2 374	2 972	-20%
724	56	604	20%	Diminution (augmentation) du besoin en fonds de roulement ( b ) *	166	434	-62%
-	-	-	ns	Effet de stock ( c )	-	-	ns
212	(6)	-	ns	Plus-value de cession de projets renouvelables ( d )	292	-	ns
-	(1)	7	-100%	Remboursement organique de prêts SME ( e )	58	17	x3,4
788	611	604	30%	<b>Marge brute d'autofinancement (CFFO) ( f = a - b - c + d + e )</b>	2 558	2 555	0%

\*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

4 <sup>ème</sup> trimestre 2025	3 <sup>ème</sup> trimestre 2025	4 <sup>ème</sup> trimestre 2024	4 <sup>ème</sup> trimestre 2025 vs 4 <sup>ème</sup> trimestre 2024	(en millions de dollars)	2025	2024	2025 vs 2024
1 716	2 839	3 832	-55%	<b>Flux de trésorerie d'exploitation ( a )</b>	3 459	3 808	-9%
559	1 900	2 758	-80%	Diminution (augmentation) du besoin en fonds de roulement ( b )	278	433	-36%
(221)	(76)	243	ns	Effet de stock ( c )	(617)	(377)	ns
-	-	-	ns	Plus-value de cession de projets renouvelables ( d )	-	-	ns
-	-	(9)	-100%	Remboursement organique de prêts SME ( e )	-	8	-100%
1 378	1 015	822	68%	<b>Marge brute d'autofinancement (CFFO) ( f = a - b - c + d + e )</b>	3 798	3 760	1%

#### 2.5 Marketing & Services

4 <sup>ème</sup> trimestre 2025	3 <sup>ème</sup> trimestre 2025	4 <sup>ème</sup> trimestre 2024	4 <sup>ème</sup> trimestre 2025 vs 4 <sup>ème</sup> trimestre 2024	(en millions de dollars)	2025	2024	2025 vs 2024
1 352	287	778	74%	<b>Flux de trésorerie d'exploitation ( a )</b>	2 835	2 901	-2%
838	(372)	205	x4,1	Diminution (augmentation) du besoin en fonds de roulement ( b )	526	730	-28%
(78)	21	39	ns	Effet de stock ( c )	(116)	(148)	ns
-	-	-	ns	Plus-value de cession de projets renouvelables ( d )	-	-	ns
-	-	-	ns	Remboursement organique de prêts SME ( e )	-	-	ns
592	638	534	11%	<b>Marge brute d'autofinancement (CFFO) ( f = a - b - c + d + e )</b>	2 425	2 319	5%

## 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 consolidatio n	Compagnie
Résultat opérationnel net ajusté 4 <sup>ème</sup> trimestre 2025	1 805	922	564	1 001	341	(191)	-	4 442
Résultat opérationnel net ajusté 3 <sup>ème</sup> trimestre 2025	2 169	852	571	687	380	(80)	-	4 579
Résultat opérationnel net ajusté 2 <sup>ème</sup> trimestre 2025	1 974	1 041	574	389	412	(245)	-	4 145
Résultat opérationnel net ajusté 1 <sup>er</sup> trimestre 2025	2 451	1 294	506	301	240	(131)	-	4 661
<b>Résultat opérationnel net ajusté ( a )</b>	<b>8 399</b>	<b>4 109</b>	<b>2 215</b>	<b>2 378</b>	<b>1373</b>	<b>(647)</b>	<b>-</b>	<b>17 827</b>

#### Bilan au 31 décembre 2025

Immobilisations corporelles et incorporelles	85 692	30 087	15 218	12 974	7 181	887	-	152 039
Titres et prêts des sociétés mises en équivalence	4 684	17 635	10 633	4 074	1 064	-	-	38 090
Autres actifs non courants	1 916	2 597	1 587	790	1 050	247	-	8 187
<i>Stocks</i>	<i>1 464</i>	<i>1 019</i>	<i>566</i>	<i>10 455</i>	<i>3 159</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>16 663</i>
<i>Clients et comptes rattachés</i>	<i>5 651</i>	<i>7 694</i>	<i>4 927</i>	<i>17 123</i>	<i>7 136</i>	<i>815</i>	<i>(24 787)</i>	<i>18 559</i>
<i>Autres créances</i>	<i>6 357</i>	<i>6 904</i>	<i>4 566</i>	<i>3 079</i>	<i>3 010</i>	<i>2 308</i>	<i>(5 787)</i>	<i>20 437</i>
<i>Fournisseurs et comptes rattachés</i>	<i>(6 061)</i>	<i>(8 837)</i>	<i>(7 448)</i>	<i>(30 522)</i>	<i>(9 035)</i>	<i>(957)</i>	<i>24 795</i>	<i>(38 065)</i>
<i>Autres créiteurs et dettes diverses</i>	<i>(10 959)</i>	<i>(8 178)</i>	<i>(4 526)</i>	<i>(6 731)</i>	<i>(5 410)</i>	<i>(6 319)</i>	<i>5 779</i>	<i>(36 344)</i>
Besoin en fonds de roulement	(3 548)	(1 398)	(1 915)	(6 596)	(1 140)	(4 153)	-	(18 750)
Provisions et autres passifs non courants	(22 183)	(4 512)	(1 506)	(3 531)	(1 214)	972	-	(31 974)
Actifs et passifs destinés à être cédés ou échangés - <i>Capitaux employés</i>	(1 465)	-	117	-	54	7	-	(1 287)
<b>Capitaux employés (Bilan)</b>	<b>65 096</b>	<b>44 409</b>	<b>24 134</b>	<b>7 711</b>	<b>6 995</b>	<b>(2 040)</b>	<b>-</b>	<b>146 305</b>
Moins effet de stock	-	-	-	(676)	(150)	-	-	(826)
<b>Capitaux Employés au coût de remplacement ( b )</b>	<b>65 096</b>	<b>44 409</b>	<b>24 134</b>	<b>7 035</b>	<b>6 845</b>	<b>(2 040)</b>	<b>-</b>	<b>145 479</b>

#### Bilan au 31 décembre 2024

Immobilisations corporelles et incorporelles	83 397	27 654	13 034	11 956	6 632	660	-	143 333
Titres et prêts des sociétés mises en équivalence	3 910	15 986	9 537	3 984	988	-	-	34 405
Autres actifs non courants	3 732	1 952	1 316	646	1 116	111	-	8 873
<i>Stocks</i>	<i>1 456</i>	<i>1 475</i>	<i>547</i>	<i>12 063</i>	<i>3 327</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>18 868</i>
<i>Clients et comptes rattachés</i>	<i>5 845</i>	<i>8 412</i>	<i>7 466</i>	<i>16 362</i>	<i>7 167</i>	<i>581</i>	<i>(26 552)</i>	<i>19 281</i>
<i>Autres créances</i>	<i>6 663</i>	<i>10 198</i>	<i>4 086</i>	<i>2 208</i>	<i>2 870</i>	<i>2 342</i>	<i>(4 680)</i>	<i>23 687</i>
<i>Fournisseurs et comptes rattachés</i>	<i>(6 632)</i>	<i>(8 888)</i>	<i>(9 222)</i>	<i>(32 204)</i>	<i>(8 642)</i>	<i>(805)</i>	<i>26 461</i>	<i>(39 932)</i>
<i>Autres créiteurs et dettes diverses</i>	<i>(10 241)</i>	<i>(11 060)</i>	<i>(3 363)</i>	<i>(4 992)</i>	<i>(5 329)</i>	<i>(5 747)</i>	<i>4 771</i>	<i>(35 961)</i>
Besoin en fonds de roulement	(2 909)	137	(486)	(6 563)	(607)	(3 629)	-	(14 057)
Provisions et autres passifs non courants	(24 271)	(4 252)	(1 663)	(3 343)	(1 113)	903	-	(33 739)
Actifs et passifs destinés à être cédés ou échangés - <i>Capitaux employés</i>	571	-	1	-	70	-	-	642
<b>Capitaux employés (Bilan)</b>	<b>64 430</b>	<b>41 477</b>	<b>21 739</b>	<b>6 680</b>	<b>7 086</b>	<b>(1 955)</b>	<b>-</b>	<b>139 457</b>
Moins effet de stock	-	-	-	(1 116)	(216)	-	-	(1 332)
<b>Capitaux Employés au coût de remplacement ( c )</b>	<b>64 430</b>	<b>41 477</b>	<b>21 739</b>	<b>5 564</b>	<b>6 870</b>	<b>(1 955)</b>	<b>-</b>	<b>138 125</b>

<b>ROACE en pourcentage ( a / moyenne( b + c ))</b>	<b>13,0%</b>	<b>9,6%</b>	<b>9,7%</b>	<b>37,7%</b>	<b>20,0%</b>			<b>12,6%</b>
---	--------------	-------------	-------------	--------------	--------------	--	--	--------------



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

### TotalEnergies

(non audité)

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

4 <sup>ème</sup> trimestre 2025	3 <sup>ème</sup> trimestre 2025	4 <sup>ème</sup> trimestre 2024	(en millions de dollars)	2025	2024
2 928	3 762	4 019	Résultat net de l'ensemble consolidé ( a )	13 357	16 031
(544)	(499)	(331)	Coût net de la dette nette ( b )	(1 914)	(1 360)
(678)	(113)	(425)	Éléments non-récurrents du résultat opérationnel net	(1 274)	(1 249)
203	284	(25)	Plus ou moins-value de cession	487	1 372
(54)	(7)	(6)	Charges de restructuration	(61)	(27)
(667)	(286)	(227)	Dépréciations et provisions exceptionnelles	(1 162)	(1 978)
(160)	(104)	(167)	Autres éléments	(538)	(616)
(237)	(33)	209	Effet de stock : écart FIFO / coût de remplacement, net d'impôt	(617)	(386)
(55)	(172)	(253)	Effet des variations de juste valeur	(665)	(948)
(970)	(318)	(469)	Total des éléments d'ajustement du résultat opérationnel net ( c )	(2 556)	(2 583)
4 442	4 579	4 819	Résultat opérationnel net ajusté ( a - b - c )	17 827	19 974