

## Résultats du troisième trimestre 2025

**Malgré une baisse de plus de 10 \$/b du prix du pétrole sur un an, TotalEnergies affiche au troisième trimestre un résultat au même niveau que l'an dernier et un cash-flow de 7,1 G\$, en hausse de 4 %, grâce à la croissance accrétive de sa production d'hydrocarbures et à l'amélioration des résultats de l'Aval**

	3T25	2T25	Variation vs 2T25	9M25	Variation vs 9M24
<b>Marge brute d'autofinancement (CFFO)<sup>(1)</sup> (G\$)</b>	7,1	6,6	+7%	20,7	-9%
<b>Résultat net ajusté (part TotalEnergies)<sup>(1)</sup></b>					
- en milliards de dollars (G\$)	4,0	3,6	+11%	11,8	-15%
- en dollar par action (dilué)	1,77	1,57	+13%	5,17	-12%
Résultat net (part TotalEnergies) (G\$)	3,7	2,7	+37%	10,2	-13%
EBITDA ajusté <sup>(1)</sup> (G\$)	10,3	9,7	+6%	30,5	-7%

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

*« Malgré une baisse de plus de 10 \$/b du prix du pétrole d'une année sur l'autre, TotalEnergies délivre au troisième trimestre un résultat net ajusté de 4,0 G\$ au même niveau que l'an dernier et un cash-flow de 7,1 G\$ en hausse de 4 % par rapport au troisième trimestre de 2024, grâce à la croissance accrétive de sa production d'hydrocarbures de plus de 4 % sur un an et à l'amélioration des résultats de l'Aval, soulignant la pertinence de sa stratégie de croissance rentable et de son modèle intégré.*

*L'Exploration-Production affiche au troisième trimestre 2025 un résultat opérationnel net ajusté de 2,2 G\$ et un cash-flow de 4,0 G\$, en hausse respectivement de 10 % et 6 % par rapport au deuxième trimestre. La marge de la production des nouveaux projets, plus élevée que la moyenne du portefeuille, permet de générer environ 400 M\$ de cash-flow additionnel sur le trimestre. La Compagnie a par ailleurs poursuivi avec succès le renouvellement de son portefeuille d'exploration avec l'attribution de permis au Congo, au Nigéria et au Libéria.*

*Le secteur Integrated LNG réalise un cash-flow de 1,1 G\$ comparable à celui du deuxième trimestre dans un environnement équivalent (prix moyen du GNL d'environ 9 \$/Mbtu). TotalEnergies poursuit son intégration sur la chaîne de valeur du GNL aux Etats-Unis avec la décision d'investissement dans le train 4 du projet Rio Grande LNG et l'acquisition de nouveaux intérêts dans le shale gas.*

*Le secteur Integrated Power affiche un résultat opérationnel net ajusté et un cash-flow de 0,6 G\$ sur le trimestre, en ligne avec ceux du deuxième trimestre, avec une production d'électricité en croissance de près de 20 % sur un an. Ces résultats proviennent pour moitié des actifs de production (renouvelables et centrales à gaz) et pour moitié de ses activités de commercialisation (B2B, B2C, trading) démontrant l'intérêt de la stratégie intégrée développée par TotalEnergies sur ce segment. En ligne avec son modèle d'affaire dans l'électricité, TotalEnergies a signé ce trimestre la cession de 50 % d'actifs renouvelables en Amérique du Nord et en France pour un montant de ~1,5 G\$ démontrant la capacité de la Compagnie à valoriser son portefeuille.*

*L'Aval réalise un résultat opérationnel net ajusté de 1,1 G\$ et un cash-flow de 1,7 G\$ en hausse de près de 500 M\$ sur un an, la Compagnie ayant capturé la hausse des marges de raffinage en Europe grâce à un bon niveau d'utilisation de ses actifs.*

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

*Au troisième trimestre 2025, les investissements nets s'établissent à 3,1 G\$ bénéficiant de cessions nettes d'acquisitions de l'ordre de 400 M\$. Le ratio d'endettement s'établit à 17,3 % en amélioration de 0,6 % par rapport au deuxième trimestre 2025, bénéficiant d'une contribution positive du besoin en fonds de roulement de 1,3 G\$.*

*Constatant la capacité de la compagnie à délivrer la croissance de ses productions, le Conseil d'administration a décidé la distribution d'un troisième acompte sur dividende de 0,85 €/action au titre de l'exercice 2025, en hausse de près de 7,6 % par rapport à 2024, et au même niveau que les précédents acomptes. Comme annoncé le 24 septembre, le Conseil d'administration a autorisé des rachats d'actions jusqu'à 1,5 G\$ pour le quatrième trimestre 2025. Enfin, le Conseil d'administration a autorisé la résiliation effective du programme d'ADRs, dont la conversion en actions ordinaires cotées sur le NYSE est prévue à compter du 8 décembre 2025 »*

## **1. Faits marquants (2)**

### Amont

- Démarrage des champs offshore de Begonia et CLOV Phase 3, d'une capacité cumulée de 60 000 b/j, en Angola
- Lancement de la Phase 2 du redéveloppement du champ de Ratawi et de la construction de l'usine de traitement d'eau de mer, dans le cadre du projet GGIP en Irak
- Cession de la participation dans deux blocs non conventionnels de Vaca Muerta, en Argentine
- Cession de la participation dans trois champs satellites d'Ekofisk, en Norvège
- Nomination de Nicola Mavilla comme Directeur Exploration
- Attribution du permis d'exploration offshore Nzombo, en République du Congo
- Attribution de deux permis d'exploration offshore, au Nigéria
- Attribution de quatre permis d'exploration offshore, au Libéria

### Integrated LNG

- Décision Finale d'Investissement pour le Train 4 de Rio Grande LNG, au Texas, avec une participation directe de 10 % et un contrat d'enlèvement de 1,5 Mt/an de GNL sur 20 ans
- Acquisition auprès de Continental Resources d'une participation de 49 % dans des actifs de production de gaz naturel dans le bassin d'Anadarko
- Signature d'un accord avec KOGAS pour la fourniture de 1 Mt/an de GNL sur 10 ans à partir de 2027

### Integrated Power

- Signature d'un accord pour la cession de 50 % d'un portefeuille de 1,4 GW d'actifs renouvelables en Amérique du Nord
- Attribution de l'appel d'offre 'Centre Manche 2', portant sur la construction d'un parc éolien offshore de 1,5 GW, en France
- Finalisation de la cession de 50 % d'un portefeuille de 270 MW d'actifs renouvelables en France
- Accord en vue de la cession de la société de conseil en économies d'énergies GreenFlex au groupe français Oteis

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

- Transport et stockage des premiers volumes de CO<sub>2</sub> dans Northern Lights, en Norvège
- Signature d'un accord pour la cession partielle d'une participation dans le projet de stockage de CO<sub>2</sub> de Bifrost, au Danemark
- Création d'une société conjointe avec la Banque des Territoires pour porter le déploiement d'infrastructures de recharge (B2G) pour véhicules électriques en France
- Signature d'un protocole d'accord avec Veolia pour une coopération dans la transition énergétique et l'économie circulaire
- Signature d'un accord avec NativState pour la gestion forestière durable et la préservation des puits de carbone aux États-Unis

### Innovation et Performance

- Signature d'un partenariat avec Cognite pour le déploiement de l'IA industrielle sur l'ensemble des actifs Amont opérés par TotalEnergies dans le monde
- Signature d'un partenariat stratégique avec Emerson pour le déploiement d'une plateforme mondiale de données industrielles sur l'ensemble des sites opérationnels de TotalEnergies

<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>

3T25	2T25	3T25 vs 2T25	3T24	En millions de dollars, sauf le taux d'imposition, le résultat par action et le nombre d'actions	9M25	9M24	9M25 vs 9M24
10 295	9 690	+6%	10 048	EBITDA ajusté <sup>(1)</sup>	30 489	32 614	-7%
4 659	4 390	+6%	4 635	Résultat opérationnel net ajusté des secteurs	13 841	15 574	-11%
2 169	1 974	+10%	2 482	Exploration-Production	6 594	7 699	-14%
852	1 041	-18%	1 063	Integrated LNG	3 187	3 437	-7%
571	574	-1%	485	Integrated Power	1 651	1 598	+3%
687	389	+77%	241	Raffinage-Chimie	1 377	1 842	-25%
380	412	-8%	364	Marketing & Services	1 032	998	+3%
692	702	-1%	706	Quote-part du résultat net ajusté des sociétés mises en équivalence	2 109	1 963	+7%
37,7%	41,5%		38,0%	Taux moyen d'imposition <sup>(3)</sup>	40,2%	38,7%	
3 980	3 578	+11%	4 074	Résultat net ajusté (part TotalEnergies) <sup>(1)</sup>	11 750	13 858	-15%
1,77	1,57	+13%	1,74	Résultat net ajusté dilué par action (dollars) <sup>(4)</sup>	5,17	5,87	-12%
1,50	1,38	+9%	1,58	Résultat net ajusté dilué par action (euros) <sup>(5)</sup>	4,62	5,40	-14%
2 200	2 224	-1%	2 310	Nombre moyen pondéré dilué d'actions (millions)	2 225	2 327	-4%
3 683	2 687	+37%	2 294	Résultat net (part TotalEnergies)	10 221	11 802	-13%
3 473	4 819	-28%	4 102	Investissements organiques <sup>(1)</sup>	12 794	12 584	+2%
(381)	1 813	ns	1 662	Acquisitions nettes de cessions <sup>(1)</sup>	1 851	1 382	+34%
3 092	6 632	-53%	5 764	Investissements nets <sup>(1)</sup>	14 645	13 966	+5%
7 061	6 618	+7%	6 821	Marge brute d'autofinancement (CFFO) <sup>(1)</sup>	20 671	22 766	-9%
7 443	6 943	+7%	7 009	Marge brute d'autofinancement hors frais financiers (DACF) <sup>(1)</sup>	21 663	23 215	-7%
8 349	5 960	+40%	7 171	Flux de trésorerie d'exploitation	16 872	18 347	-8%

Ratio d'endettement<sup>(1)</sup> de 17,3% au 30 septembre 2025, contre 17,9% au 30 juin 2025 et 12,9% au 30 septembre 2024.

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

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

(5) Taux de change moyen €-\$ : 1,1681 au 3<sup>ème</sup> trimestre 2025, 1,1338 au 2<sup>ème</sup> trimestre 2025, 1,0983 au 3<sup>ème</sup> trimestre 2024, 1,1188 sur les 9 premiers mois de 2025 et 1,0871 sur les 9 premiers mois de 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

3T25	2T25	3T25 vs 2T25	3T24			9M25	9M24	9M25 vs 9M24
69,1	67,9	+2%	80,3	Brent (\$/b)		70,9	82,8	-14%
3,1	3,5	-12%	2,2	Henry Hub (\$/Mbtu)		3,5	2,2	+57%
11,3	11,9	-5%	11,5	TTF (\$/Mbtu)		12,5	10,1	+24%
11,7	12,2	-4%	13,0	JKM (\$/Mbtu)		12,7	11,2	+13%
66,5	65,6	+2%	77,0	Prix moyen de vente liquides (\$/b) <sup>(6),(7)</sup> Filiales consolidées		67,9	78,9	-14%
5,50	5,63	-2%	5,78	Prix moyen de vente gaz (\$/Mbtu) <sup>(6),(8)</sup> Filiales consolidées		5,92	5,30	+12%
8,91	9,10	-2%	9,91	Prix moyen de vente GNL (\$/Mbtu) <sup>(6),(9)</sup> Filiales consolidées et sociétés mises en équivalence		9,36	9,61	-3%
63,0	35,3	+78%	15,4	Indicateur de marge de raffinage européen (ERM) (\$/t) <sup>(6),(10)</sup>		42,6	44,0	-3%

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

3T25	2T25	3T25 vs 2T25	3T24	Émissions Scope 1+2 <sup>(12)</sup> (MtCO <sub>2</sub> e)	9M25	9M24	9M25 vs 9M24
8,4	8,0	+5%	8,8	Scope 1+2 des installations opérées <sup>(1)</sup>	24,8	24,7	-
7,1	7,1	-	7,4	dont Oil & Gas	21,4	21,5	-
1,3	0,9	+44%	1,4	dont CCGT	3,4	3,2	+6%
11,0	10,6	+4%	11,3	Scope 1+2 périmètre ESRS <sup>(1)</sup>	32,7	32,5	+1%
3T25	2T25	3T25 vs 2T25	3T24	Émissions de Méthane (ktCH <sub>4</sub> )	9M25	9M24	9M25 vs 9M24
5	6	-17%	7	Émissions de méthane des installations opérées <sup>(1)</sup>	17	22	-23%

Émissions trimestrielles estimées.

Les émissions Scope 1+2 des installations opérées Oil & Gas sont en baisse de 4 % par rapport au troisième trimestre 2024, principalement en raison de la réduction continue du torchage de l'Exploration-Production, et ce malgré une hausse de la production de 4 %.

Les émissions de Scope 3 <sup>(13)</sup> Catégorie 11 des neuf premiers mois de 2025 sont estimées à environ 250 Mt CO<sub>2</sub>e.

<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 (\$/t), utilise un panier de pétroles bruts, des rendements en produits pétroliers et des coûts variables représentatifs de l'outil de raffinage européen de TotalEnergies.

<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 quasi 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. Le point le plus élevé pour chaque chaîne de valeur pour l'année 2025 sera déterminé au regard de la réalisation sur l'ensemble de l'année, TotalEnergies fournissant des estimations au fur et à mesure des trimestres. À ces ventes ou production est appliqué un facteur d'émission stoechiométrique (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>

3T25	2T25	3T25 vs 2T25	3T24	Production d'hydrocarbures	9M25	9M24	9M25 vs 9M24
2 508	2 503	-	2 409	Production d'hydrocarbures (kbep/j)	2 523	2 437	+4%
1 407	1 343	+5%	1 324	Pétrole (y compris bitumes) (kb/j)	1 369	1 321	+4%
1 101	1 160	-5%	1 086	Gaz (y compris Condensats et LGN associés) (kbep/j)	1 154	1 116	+3%
2 508	2 503	-	2 409	Production d'hydrocarbures (kbep/j)	2 523	2 437	+4%
1 553	1 506	+3%	1 466	Liquides (kb/j)	1 525	1 475	+3%
5 182	5 395	-4%	5 093	Gaz (Mpc/j)	5 409	5 174	+5%

La production d'hydrocarbures a été de 2 508 milliers de barils équivalent pétrole par jour au troisième trimestre 2025, en hausse 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 % principalement lié à un niveau plus élevé de maintenances planifiées ce trimestre,
- +2 % 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

3T25	2T25	3T25 vs 2T25	3T24	Production d'hydrocarbures	9M25	9M24	9M25 vs 9M24
2 026	1 956	+4%	1 944	EP (kbep/j)	1 986	1 952	+2%
1 501	1 437	+4%	1 414	Liquides (kb/j)	1 460	1 415	+3%
2 782	2 767	+1%	2 830	Gaz (Mpc/j)	2 799	2 865	-2%

#### 4.1.2 Résultats

3T25	2T25	3T25 vs 2T25	3T24	En millions de dollars, sauf le taux moyen d'imposition	9M25	9M24	9M25 vs 9M24
2 169	1 974	+10%	2 482	Résultat opérationnel net ajusté	6 594	7 699	-14%
177	176	+1%	183	Quote-part du résultat net ajusté des sociétés mises en équivalence	503	535	-6%
48,5%	50,1%		45,1%	Taux moyen d'imposition <sup>(15)</sup>	49,4%	46,9%	
1 922	3 053	-37%	2 330	Investissements organiques <sup>(1)</sup>	7 659	6 956	+10%
(53)	162	ns	(42)	Acquisitions nettes de cessions <sup>(1)</sup>	225	51	x4,4
1 869	3 215	-42%	2 288	Investissements nets <sup>(1)</sup>	7 884	7 007	+13%
3 984	3 760	+6%	4 273	Marge brute d'autofinancement (CFFO) <sup>(1)</sup>	12 035	13 104	-8%
4 187	3 675	+14%	4 763	Flux de trésorerie d'exploitation	11 128	12 888	-14%

Le résultat opérationnel net ajusté de l'Exploration-Production s'est établi à 2 169 M\$, en hausse de 10 % par rapport au deuxième trimestre 2025, surpassant la croissance de 4 % sur le trimestre de la production de l'Exploration-Production grâce à l'accrétivité des nouveaux barils.

La marge brute d'autofinancement (CFFO) s'est établie à 3 984 M\$, en hausse de 6 % sur le trimestre, pour les mêmes raisons.

<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

3T25	2T25	3T25 vs 2T25	3T24	Production d'hydrocarbures pour le GNL	9M25	9M24	9M25 vs 9M24
482	547	-12%	465	Integrated LNG (kbep/j)	537	485	+11%
52	69	-24%	52	Liquides (kb/j)	65	60	+8%
2 400	2 628	-9%	2 263	Gaz (Mpc/j)	2 610	2 309	+13%
3T25	2T25	3T25 vs 2T25	3T24	GNL (Mt)	9M25	9M24	9M25 vs 9M24
10,4	10,6	-1%	9,5	Ventes totales de GNL	31,6	29,0	+9%
3,4	3,9	-13%	3,8	incl. Ventes issues des quotes-parts de production*	11,2	11,6	-3%
9,2	9,4	-2%	8,4	incl. Ventes par TotalEnergies issues des quotes-parts de production et d'achats auprès de tiers	28,0	25,3	+11%

\* 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 baisse de 12 % sur le trimestre, principalement en raison d'une maintenance planifiée sur Ichthys LNG en Australie.

Les ventes de GNL sont stables sur le trimestre, les achats auprès de tiers ayant compensé la baisse des ventes issues des quotes-parts de production.

### 4.2.2 Résultats

3T25	2T25	3T25 vs 2T25	3T24	En millions de dollars, sauf le prix moyen de vente GNL	9M25	9M24	9M25 vs 9M24
8,91	9,10	-2%	9,91	Prix moyen de vente GNL (\$/Mbtu) * Filiales consolidées et sociétés mises en équivalence	9,36	9,61	-3%
852	1 041	-18%	1 063	Résultat opérationnel net ajusté	3 187	3 437	-7%
423	513	-18%	538	Quote-part du résultat net ajusté des sociétés mises en équivalence	1 471	1 453	+1%
330	743	-56%	451	Investissements organiques <sup>(1)</sup>	1 825	1 615	+13%
(134)	110	ns	65	Acquisitions nettes de cessions <sup>(1)</sup>	116	251	-54%
196	853	-77%	516	Investissements nets <sup>(1)</sup>	1 941	1 866	+4%
1 134	1 159	-2%	888	Marge brute d'autofinancement (CFFO) <sup>(1)</sup>	3 542	3 456	+2%
789	539	+46%	830	Flux de trésorerie d'exploitation	3 071	2 971	+3%

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

Le résultat opérationnel net ajusté du secteur Integrated LNG s'est établi à 852 M\$, en baisse de 18 % sur le trimestre, impacté principalement par l'arrêt planifié sur Ichthys LNG.

La marge brute d'autofinancement (CFFO) du secteur Integrated LNG s'est établie à 1 134 M\$, comparable à celle du deuxième trimestre dans un environnement équivalent (prix moyen du GNL d'environ 9 \$/Mbtu).

## 4.3 Integrated Power

### 4.3.1 Productions, capacités, clients et ventes

3T25	2T25	3T25 vs 2T25	3T24	Integrated Power		9M25	9M24	9M25 vs 9M24
12,6	11,6	+9%	11,1	Production nette d'électricité (TWh) *		35,5	29,7	+19%
8,2	8,4	-2%	6,7	dont à partir de sources renouvelables		23,3	19,6	+19%
4,5	3,2	+40%	4,4	dont à partir de capacités flexibles à gaz		12,2	10,2	+20%
25,2	24,0	+5%	21,6	Capacités nettes installées de génération électrique (GW) **		25,2	21,6	+16%
18,7	17,4	+7%	14,5	dont renouvelables		18,7	14,5	+29%
6,5	6,5	-	7,1	dont capacités flexibles à gaz		6,5	7,1	-9%
106,0	104,1	+2%	89,6	Capacités brutes en portefeuille de génération électrique renouvelable (GW) **,***		106,0	89,6	+18%
32,3	30,2	+7%	24,2	dont capacités installées		32,3	24,2	+34%
6,0	6,0	-1%	6,0	Clients électricité - BtB et BtC (Million) **		6,0	6,0	-
2,7	2,7	-1%	2,8	Clients gaz - BtB et BtC (Million) **		2,7	2,8	-2%
10,6	10,5	-	10,9	Ventes électricité - BtB et BtC (TWh)		35,6	36,9	-3%
11,6	14,9	-22%	13,9	Ventes gaz - BtB et BtC (TWh)		62,2	68,4	-9%

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

\*\* Données à fin de période.

\*\*\* Dont 18,99 % des capacités brutes de Adani Green Energy Ltd, 50 % des capacités brutes de Clearway Energy Group et 49 % des capacités brutes de Casa dos Ventos.

La production nette d'électricité est en hausse de 9 % sur le trimestre, à 12,6 TWh, du fait notamment de l'augmentation de la production issue de capacités flexibles en Europe.

La capacité brute installée de génération électrique renouvelable atteint 32,3 GW à la fin du troisième trimestre 2025, soit 2,1 GW supplémentaires par rapport à la fin du deuxième trimestre 2025 et plus de 8 GW supplémentaires sur un an.

### 4.3.2 Résultats

3T25	2T25	3T25 vs 2T25	3T24	En millions de dollars		9M25	9M24	9M25 vs 9M24
571	574	-1%	485	Résultat opérationnel net ajusté		1 651	1 598	+3%
48	22	x2,2	29	Quote-part du résultat net ajusté des sociétés mises en équivalence		114	25	x4,6
596	421	+42%	707	Investissements organiques <sup>(1)</sup>		1 663	2 246	-26%
(147)	1 568	ns	1 529	Acquisitions nettes de cessions <sup>(1)</sup>		1 658	2 176	-24%
449	1 989	-77%	2 236	Investissements nets <sup>(1)</sup>		3 321	4 422	-25%
611	562	+9%	636	Marge brute d'autofinancement (CFFO) <sup>(1)</sup>		1 770	1 951	-9%
674	799	-16%	373	Flux de trésorerie d'exploitation		1 074	1 771	-39%

Le secteur Integrated Power affiche un résultat opérationnel net ajusté de 571 M\$, stable sur le trimestre.

La marge brute d'autofinancement (CFFO) s'est établie à 611 M\$ sur le trimestre, en ligne avec la *guidance* annuelle. Elle se décompose entre les activités de production (incluant renouvelables et centrales à gaz) pour 299 M\$ et les activités de commercialisation (B2B, B2C et *trading*) pour 312 M\$.

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

### 4.4.1 Résultats

3T25	2T25	3T25 vs 2T25	3T24	En millions de dollars		9M25	9M24	9M25 vs 9M24
1 067	801	+33%	605	Résultat opérationnel net ajusté		2 409	2 840	-15%
590	532	+11%	561	Investissements organiques <sup>(1)</sup>		1 508	1 649	-9%
(45)	(27)	ns	112	Acquisitions nettes de cessions <sup>(1)</sup>		(147)	(1 090)	ns
545	505	+8%	673	Investissements nets <sup>(1)</sup>		1 361	559	x2,4
1 653	1 483	+11%	1 177	Marge brute d'autofinancement (CFFO) <sup>(1)</sup>		4 253	4 723	-10%
3 126	1 515	x2,1	1 145	Flux de trésorerie d'exploitation		3 226	2 099	+54%

## 4.5 Raffinage-Chimie

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

3T25	2T25	3T25 vs 2T25	3T24	Volumes raffinés et taux d'utilisation		9M25	9M24	9M25 vs 9M24
1 478	1 589	-7%	1 539	Total volumes raffinés (kb/j)		1 538	1 493	+3%
481	463	+4%	451	France		460	421	+9%
595	632	-6%	625	Reste de l'Europe		618	627	-1%
402	494	-19%	463	Reste du monde		461	445	+4%
84%	90%		86%	Taux d'utilisation sur bruts traités*		87%	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.

3T25	2T25	3T25 vs 2T25	3T24	Production de produits pétrochimiques et taux d'utilisation		9M25	9M24	9M25 vs 9M24
1 326	1 164	+14%	1 314	Monomères* (kt)		3 740	3 850	-3%
1 174	1 127	+4%	1 167	Polymères (kt)		3 474	3 352	+4%
84%	74%		85%	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 baisse de 7 % sur le trimestre reflétant les grands arrêts sur les plateformes Port Arthur et HTC.

La production de produits pétrochimiques est en hausse de 14 % sur les monomères et de 4 % sur les polymères en raison notamment de la fin du grand arrêt du vapocraqueur de la plateforme de Normandie.

#### 4.5.2 Résultats

3T25	2T25	3T25 vs 2T25	3T24	En millions de dollars, sauf l'ERM	9M25	9M24	9M25 vs 9M24
63,0	35,3	+78%	15,4	Indicateur de marge de raffinage européen (ERM) (\$/t) *	42,6	44,0	-3%
687	389	+77%	241	Résultat opérationnel net ajusté	1 377	1 842	-25%
387	333	+16%	329	Investissements organiques <sup>(1)</sup>	956	1 130	-15%
(2)	(24)	ns	34	Acquisitions nettes de cessions <sup>(1)</sup>	(26)	(81)	ns
385	309	+25%	363	Investissements nets <sup>(1)</sup>	930	1 049	-11%
1 015	772	+31%	530	Marge brute d'autofinancement (CFFO) <sup>(1)</sup>	2 420	2 938	-18%
2 839	887	x3,2	564	Flux de trésorerie d'exploitation	1 743	(24)	ns

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

Le résultat opérationnel net ajusté du secteur Raffinage-Chimie s'établit à 687 M\$ sur le trimestre et la marge brute d'autofinancement (CFFO) à 1 015 M\$, en hausse de près de 500 M\$ sur un an, la Compagnie ayant capturé la hausse des marges de raffinage en Europe grâce à un bon niveau d'utilisation de ses actifs.

#### 4.6 Marketing & Services

##### 4.6.1 Ventes de produits pétroliers

3T25	2T25	3T25 vs 2T25	3T24	Ventes en kb/j*	9M25	9M24	9M25 vs 9M24
1 269	1 324	-4%	1 383	Total des ventes du Marketing & Services	1 286	1 353	-5%
744	790	-6%	795	Europe	749	761	-2%
525	534	-2%	588	Reste du monde	537	592	-9%

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

Les ventes de produits pétroliers sont en baisse de 8 % sur un an reflétant le recentrage du portefeuille sur les activités à plus forte marge.

##### 4.6.2 Résultats

3T25	2T25	3T25 vs 2T25	3T24	En millions de dollars	9M25	9M24	9M25 vs 9M24
380	412	-8%	364	Résultat opérationnel net ajusté	1 032	998	+3%
203	199	+2%	232	Investissements organiques <sup>(1)</sup>	552	519	+6%
(43)	(3)	ns	78	Acquisitions nettes de cessions <sup>(1)</sup>	(121)	(1 009)	ns
160	196	-18%	310	Investissements nets <sup>(1)</sup>	431	(490)	ns
638	711	-10%	647	Marge brute d'autofinancement (CFFO) <sup>(1)</sup>	1 833	1 785	+3%
287	628	-54%	581	Flux de trésorerie d'exploitation	1 483	2 123	-30%

Le résultat opérationnel net ajusté du secteur Marketing & Services s'élève à 380 M\$ au troisième trimestre 2025, en croissance de 4 % sur un an malgré des volumes en baisse, reflétant de meilleures marges unitaires.

La marge brute d'autofinancement (CFFO) s'établit à 638 M\$, stable sur un an, pour les mêmes raisons.

## 5. Résultats de TotalEnergies

### 5.1 Résultat opérationnel net ajusté des secteurs

Le résultat opérationnel net ajusté des secteurs atteint 4 659 M\$ au troisième trimestre 2025 comparé à 4 390 M\$ au deuxième trimestre, porté par une croissance de la production accrétive de l'Exploration-Production et par la hausse des marges de raffinage en Europe.

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

Le résultat net ajusté part TotalEnergies s'établit à 3 980 M\$ au troisième trimestre 2025 contre 3 578 M\$ au deuxième trimestre, pour les mêmes raisons.

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

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

- +0,3 G\$ de plus ou moins-values de cessions en lien avec la cession de deux blocs en Argentine
- -0,3 G\$ de dépréciations et provisions exceptionnelles,
- -0,3 G\$ d'effets de variation de juste valeur, de variation de stocks et autres éléments.

Le taux moyen d'imposition de TotalEnergies est en baisse à 37,7 % au troisième trimestre 2025 contre 41,5 % au deuxième trimestre 2025, notamment du fait d'une augmentation du poids relatif du Raffinage-Chimie et de la baisse de celui des actifs de la Mer du Nord dans les résultats de la Compagnie.

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

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

- 1,77 \$ au troisième trimestre 2025, calculé sur la base d'un nombre moyen pondéré dilué d'actions de 2 200 millions, contre 1,57 \$ au deuxième trimestre 2025,
- 5,17 \$ sur les neuf premiers mois de 2025, calculé sur la base d'un nombre moyen pondéré dilué d'actions de 2 225 millions, contre 5,87 \$ un an plus tôt.

Au 30 septembre 2025, le nombre d'actions dilué était de 2 188 millions.

TotalEnergies a procédé au rachat\* de :

- 36,8 millions d'actions au troisième trimestre 2025, pour un montant de 2,3 G\$,
- 99 millions d'actions sur les neuf premiers mois de 2025, pour un montant de 6,0 G\$.

### 5.4 Acquisitions - cessions

Les acquisitions ont représenté :

- 474 M\$ au troisième trimestre 2025, notamment liés à la finalisation de l'acquisition du navire de forage Tungsten Explorer en joint-venture avec Vantage,
- 3 416 M\$ neuf premiers mois de 2025, notamment liés à cette acquisition du premier semestre ainsi qu'à la finalisation de l'acquisition de VSB, et d'une participation supplémentaire de 10 % dans le champ de Moho en République du Congo.

Les cessions ont représenté :

- 855 M\$ au troisième trimestre 2025, notamment liés à la cession de la participation dans deux blocs non conventionnels en Argentine et à la cession de 50 % d'un portefeuille d'actifs renouvelables en France,
- 1 565 M\$ sur les trois premiers trimestres de 2025, notamment liés aux éléments ci-dessus ainsi qu'à la cession de 50 % d'un portefeuille d'actifs renouvelables au Portugal, à la cession de participations dans les permis de Nkossa et Nsoko II au Congo et des activités de distribution de carburants au Brésil.

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

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

Le cash-flow net de TotalEnergies ressort à 3 969 M\$ au troisième trimestre 2025 contre -14 M\$ le trimestre précédent, compte tenu de la hausse de 443 M\$ de la marge brute d'autofinancement (CFFO) et de la baisse de 3 540 M\$ des investissements nets sur le trimestre.

Le flux de trésorerie d'exploitation est de 8 349 M\$ au troisième trimestre 2025, pour une marge brute d'autofinancement (CFFO) de 7 061 M\$, bénéficiant d'une contribution positive du besoin en fonds de roulement de 1,3 G\$.

## 5.6 Rentabilité

La rentabilité des capitaux propres s'est établie à 14,2 % sur la période du 1<sup>er</sup> octobre 2024 au 30 septembre 2025.

En millions de dollars	Période du 1er octobre 2024 au 30 septembre 2025	Période du 1er juillet 2024 au 30 juin 2025	Période du 1er octobre 2023 au 30 septembre 2024
Résultat net ajusté (part TotalEnergies) <sup>(1)</sup>	16 431	16 535	19 398
Capitaux propres retraités moyens	116 051	117 441	116 572
<b>Rentabilité des capitaux propres (ROE)</b>	<b>14,2%</b>	<b>14,1%</b>	<b>16,6%</b>

La rentabilité des capitaux employés moyens<sup>(1)</sup> s'est établie à 12,4 % sur la période du 1<sup>er</sup> octobre 2024 au 30 septembre 2025.

En millions de dollars	Période du 1er octobre 2024 au 30 septembre 2025	Période du 1er juillet 2024 au 30 juin 2025	Période du 1er octobre 2023 au 30 septembre 2024
Résultat opérationnel net ajusté <sup>(1)</sup>	18 204	18 184	20 701
Capitaux Employés moyens <sup>(1)</sup>	146 636	146 456	142 195
<b>ROACE <sup>(1)</sup></b>	<b>12,4%</b>	<b>12,4%</b>	<b>14,6%</b>

## 6. Comptes sociaux de TotalEnergies SE

Le résultat de TotalEnergies SE, société mère, s'établit à 2 626 millions d'euros au troisième trimestre 2025, contre 4 098 millions d'euros au deuxième trimestre.

## 7. Sensibilités sur l'année 2025 <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)	+/- 10 \$/t	+/- 0,4 G\$	+/- 0,5 G\$

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

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

## **8. Perspectives**

Dans un contexte économique et géopolitique demeurant incertain, les prix du pétrole sont orientés à la baisse du fait d'une offre abondante alimentée par les productions des pays non-OPEP (Guyana, Brésil, Etats-Unis) et la décision de l'OPEP+ de poursuivre la remise sur le marché de certaines réductions volontaires de production.

En ce début de quatrième trimestre, les marges de raffinage se maintiennent à des niveaux supérieurs à 50 \$/t reflétant la perturbation des flux du diesel et le faible niveau des stocks.

Les prix du gaz européens sur les marchés *forward* se maintiennent autour de 11 \$/Mbtu au quatrième trimestre 2025 et pour l'hiver 2025/26, dans un contexte d'anticipation de la consommation hivernale. Compte tenu de l'évolution des prix du pétrole et du gaz ces derniers mois et de l'effet de décalage sur les formules de prix, TotalEnergies anticipe un prix moyen de vente du GNL autour de 8,5 \$/Mbtu au quatrième trimestre 2025.

La production d'hydrocarbures au quatrième trimestre 2025 est attendue entre 2,525 et 2,575 Mbep/j en croissance de plus de 4 % par rapport au quatrième trimestre 2024, bénéficiant en particulier du redémarrage de Ichthys LNG.

Le taux d'utilisation des raffineries devrait se situer aux environs de 80 % à 84 % au quatrième trimestre 2025 compte tenu de grands arrêts sur les plateformes d'Anvers et de SATORP, en Arabie Saoudite.

La Compagnie confirme que ses investissements nets devraient être en ligne avec sa *guidance* annuelle de 17 à 17,5 G\$ compte tenu du niveau des investissements organiques et de celui des cessions prévues au quatrième trimestre pour un total estimé à 2 G\$, incluant en particulier la finalisation de cessions au Nigéria et en Norvège pour l'Exploration-Production, ainsi que de *farm-downs* d'actifs renouvelables en Amérique du Nord et en Grèce pour le secteur Integrated Power.

Compte tenu du solde de cessions nettes des acquisitions de 1,5 G\$ anticipé au quatrième trimestre et d'une contribution positive du besoin en fonds de roulement, le niveau d'endettement à fin 2025 est anticipé entre 15 % et 16 %.

\* \* \* \*

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

\* \* \* \*

### **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)

3T25	2T25	3T25 vs 2T25	3T24	Production combinée liquides/gaz par zone géographique (kbep/j)	9M25	9M24	9M25 vs 9M24
515	522	-1%	556	Europe	536	563	-5%
433	424	+2%	452	Afrique	427	454	-6%
864	850	+2%	799	Moyen-Orient et Afrique du Nord	854	813	+5%
476	436	+9%	388	Amériques	446	366	+22%
220	271	-19%	214	Asie Pacifique	260	241	+8%
2 508	2 503	-	2 409	Production totale	2 523	2 437	+4%
361	374	-3%	371	dont filiales mises en équivalence	375	359	+5%
3T25	2T25	3T25 vs 2T25	3T24	Production de liquides par zone géographique (kb/j)	9M25	9M24	9M25 vs 9M24
204	203	+1%	221	Europe	207	224	-7%
317	309	+3%	329	Afrique	312	328	-5%
696	673	+3%	637	Moyen-Orient et Afrique du Nord	684	649	+5%
249	217	+15%	189	Amériques	223	176	+27%
87	104	-16%	90	Asie Pacifique	99	98	+1%
1 553	1 506	+3%	1 466	Production totale	1 525	1 475	+3%
161	158	+2%	154	dont filiales mises en équivalence	161	153	+5%
3T25	2T25	3T25 vs 2T25	3T24	Production de gaz par zone géographique (Mpc/j)	9M25	9M24	9M25 vs 9M24
1 675	1 720	-3%	1 812	Europe	1 771	1 832	-3%
588	579	+2%	632	Afrique	578	633	-9%
928	973	-5%	888	Moyen-Orient et Afrique du Nord	940	896	+5%
1 260	1 214	+4%	1 100	Amériques	1 237	1 055	+17%
731	909	-20%	661	Asie Pacifique	883	758	+16%
5 182	5 395	-4%	5 093	Production totale	5 409	5 174	+5%
1 120	1 173	-4%	1 190	dont filiales mises en équivalence	1 176	1 120	+5%

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

3T25	2T25	3T25 vs 2T25	3T24	Ventes de produits raffinés par zone géographique (kb/j)	9M25	9M24	9M25 vs 9M24
1 839	1 904	-3%	1 932	Europe	1 806	1 849	-2%
566	616	-8%	585	Afrique	600	578	+4%
978	1 057	-7%	1 091	Amériques	1 036	1 038	-
1 128	856	+32%	747	Reste du monde	976	699	+40%
4 510	4 432	+2%	4 355	Total des ventes	4 418	4 164	+6%
354	379	-7%	395	dont ventes massives raffinage	359	397	-10%
2 887	2 729	+6%	2 578	dont négoce international	2 773	2 414	+15%

3T25	2T25	3T25 vs 2T25	3T24	Production de produits pétrochimiques* (kt)	9M25	9M24	9M25 vs 9M24
976	832	+17%	954	Europe	2 792	2 844	-2%
773	750	+3%	765	Amériques	2 217	2 166	+2%
751	709	+6%	762	Moyen-Orient et Asie	2 205	2 192	+1%

\* Oléfines, polymères.

## 9.3 Integrated Power

### 9.3.1 Production nette d'électricité

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

### 9.3.2 Capacités nettes installées de génération électrique

Capacités nettes installées de génération électrique (GW) <sup>(18)</sup>	3T25					2T25						
	Solaire	Eolien terrestre	Eolien en mer	Gaz	Autres	Total	Solaire	Eolien terrestre	Eolien en mer	Gaz	Autres	Total
France	0,7	0,5	-	2,7	0,2	<b>4,1</b>	0,8	0,5	-	2,7	0,2	<b>4,2</b>
Reste de l'Europe	0,6	1,1	0,3	2,1	0,2	<b>4,2</b>	0,5	1,0	0,3	2,1	0,2	<b>4,0</b>
Afrique	0,0	-	-	-	0,1	<b>0,1</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	3,3	0,9	-	1,5	0,5	<b>6,2</b>	2,8	0,9	-	1,5	0,4	<b>5,5</b>
Amérique du Sud	0,4	1,1	-	-	-	<b>1,5</b>	0,4	1,0	-	-	-	<b>1,4</b>
Inde	6,4	0,6	-	-	-	<b>7,0</b>	6,0	0,6	-	-	-	<b>6,6</b>
Asie Pacifique	1,1	0,0	0,2	-	-	<b>1,3</b>	1,1	0,0	0,2	-	-	<b>1,3</b>
<b>Total</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>	<b>12,2</b>	<b>4,0</b>	<b>0,5</b>	<b>6,5</b>	<b>0,8</b>	<b>24,0</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>	3T25					2T25				
	Solaire	Eolien terrestre	Eolien en mer	Autres	Total	Solaire	Eolien terrestre	Eolien en mer	Autres	Total
France	1,3	0,9	0,0	0,2	<b>2,4</b>	1,3	0,9	0,0	0,2	<b>2,3</b>
Reste de l'Europe	0,6	1,6	1,1	0,3	<b>3,7</b>	0,6	1,5	1,1	0,3	<b>3,5</b>
Afrique	0,1	0,0	0,0	0,3	<b>0,4</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	6,9	2,3	0,0	1,0	<b>10,3</b>	6,1	2,3	0,0	0,8	<b>9,3</b>
Amérique du Sud	0,5	1,8	0,0	0,0	<b>2,2</b>	0,4	1,5	0,0	0,0	<b>1,9</b>
Inde	9,1	0,7	0,0	0,0	<b>9,7</b>	8,5	0,6	0,0	0,0	<b>9,2</b>
Asie Pacifique	1,7	0,0	0,6	0,0	<b>2,4</b>	1,7	0,0	0,6	0,0	<b>2,4</b>
<b>Total</b>	<b>21,5</b>	<b>7,2</b>	<b>1,8</b>	<b>1,8</b>	<b>32,3</b>	<b>20,0</b>	<b>6,8</b>	<b>1,8</b>	<b>1,6</b>	<b>30,2</b>

  

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

  

Capacités brutes en développement de génération électrique renouvelable (GW) <sup>(19),(20)</sup>	3T25					2T25				
	Solaire	Eolien terrestre	Eolien en mer	Autres	Total	Solaire	Eolien terrestre	Eolien en mer	Autres	Total
France	1,0	0,5	1,5	0,0	<b>2,9</b>	1,0	0,5	0,0	0,0	<b>1,6</b>
Reste de l'Europe	5,8	1,8	14,3	3,2	<b>25,1</b>	6,4	1,7	14,3	2,9	<b>25,3</b>
Afrique	0,3	0,2	0,0	0,0	<b>0,5</b>	0,5	0,2	0,0	0,0	<b>0,7</b>
Moyen Orient	0,5	0,0	0,0	0,0	<b>0,5</b>	0,6	0,0	0,0	0,0	<b>0,6</b>
Amérique du Nord	10,4	3,6	4,1	5,3	<b>23,4</b>	10,9	3,7	4,1	4,6	<b>23,3</b>
Amérique du Sud	1,3	1,3	0,0	0,0	<b>2,7</b>	1,2	1,4	0,0	0,0	<b>2,6</b>
Inde	1,6	0,1	0,0	0,0	<b>1,7</b>	2,0	0,1	0,0	0,0	<b>2,1</b>
Asie Pacifique	3,0	1,1	2,6	1,1	<b>7,7</b>	3,2	1,1	2,6	1,1	<b>7,9</b>
<b>Total</b>	<b>23,9</b>	<b>8,5</b>	<b>22,5</b>	<b>9,6</b>	<b>64,4</b>	<b>25,8</b>	<b>8,6</b>	<b>21,0</b>	<b>8,6</b>	<b>64,1</b>

<sup>(19)</sup> Dont 18,99 % 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)

3T25	2T25	3T24	En millions de dollars	9M25	9M24
<b>3 683</b>	<b>2 687</b>	<b>2 294</b>	<b>Résultat net (part TotalEnergies)</b>	<b>10 221</b>	<b>11 802</b>
(93)	(340)	(1 337)	Eléments non-récurrents du résultat net (part TotalEnergies)	(541)	(806)
284	-	-	Plus ou moins valeur de cession	284	1 397
(7)	-	(10)	Charges de restructuration	(7)	(21)
(286)	(209)	(1 100)	Dépréciations et provisions exceptionnelles	(495)	(1 744)
(84)	(131)	(227)	Autres éléments	(323)	(438)
(32)	(268)	(359)	Effet de stock : écart FIFO / coût de remplacement, net d'impôt	(378)	(555)
(172)	(283)	(84)	Effet des variations de juste valeur	(610)	(695)
<b>(297)</b>	<b>(891)</b>	<b>(1 780)</b>	<b>Total des éléments d'ajustement du résultat net (part TotalEnergies)</b>	<b>(1 529)</b>	<b>(2 056)</b>
<b>3 980</b>	<b>3 578</b>	<b>4 074</b>	<b>Résultat net ajusté (part TotalEnergies)</b>	<b>11 750</b>	<b>13 858</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

3T25	2T25	3T25 vs 2T25	3T24	En millions de dollars	9M25	9M24	9M25 vs 9M24	
3 683	2 687	+37%	2 294	<b>Résultat net (part TotalEnergies)</b>		10 221	11 802	-13%
297	891	-67%	1 780	Moins: éléments d'ajustement du résultat net (part TotalEnergies)		1 529	2 056	-26%
3 980	3 578	+11%	4 074	<b>Résultat net ajusté (part TotalEnergies)</b>		11 750	13 858	-15%
<i>Éléments ajustés</i>								
80	60	+33%	90	Plus: intérêts ne conférant pas le contrôle	210	257	-18%	
2 281	2 328	-2%	2 369	Plus: charge / (produit) d'impôt	7 314	8 337	-12%	
3 277	3 106	+6%	3 048	Plus: amortissements et dépréciations des immobilisations corporelles et droits miniers	9 381	8 952	+5%	
104	96	+8%	103	Plus: amortissements et dépréciations des immobilisations incorporelles	283	282	-	
808	816	-1%	797	Plus: coût de l'endettement financier brut	2 349	2 230	+5%	
(235)	(294)	ns	(433)	Moins: produits et charges de trésorerie et d'équivalents de trésorerie	(798)	(1 302)	ns	
10 295	9 690	+6%	10 048	<b>EBITDA Ajusté</b>		30 489	32 614	-7%

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

3T25	2T25	3T25 vs 2T25	3T24	En millions de dollars	9M25	9M24	9M25 vs 9M24	
<i>Éléments ajustés</i>								
43 844	44 676	-2%	47 429	Produits des ventes	136 419	148 495	-8%	
(26 940)	(28 533)	ns	(30 856)	Achats, nets de variation de stocks	(86 036)	(95 695)	ns	
(7 555)	(7 588)	ns	(7 147)	Autres charges d'exploitation	(22 685)	(22 391)	ns	
(64)	(97)	ns	(101)	Charges d'exploration	(242)	(286)	ns	
303	544	-44%	59	Autres produits	1 094	445	x2,5	
(101)	(233)	ns	(121)	Autres charges hors amortissements et dépréciations des immobilisations incorporelles	(550)	(283)	ns	
324	422	-23%	293	Autres produits financiers	1 040	1 008	+3%	
(208)	(203)	ns	(214)	Autres charges financières	(660)	(642)	ns	
692	702	-1%	706	Quote-part du résultat net des sociétés mises en équivalence	2 109	1 963	+7%	
10 295	9 690	+6%	10 048	<b>EBITDA Ajusté</b>		30 489	32 614	-7%
<i>Éléments ajustés</i>								
(3 277)	(3 106)	ns	(3 048)	Moins: amortissements et dépréciations des immobilisations corporelles et droits miniers	(9 381)	(8 952)	ns	
(104)	(96)	ns	(103)	Moins: amortissements et dépréciations des immobilisations incorporelles	(283)	(282)	ns	
(808)	(816)	ns	(797)	Moins: coût de l'endettement financier brut	(2 349)	(2 230)	ns	
235	294	-20%	433	Plus: produits et charges de trésorerie et d'équivalents de trésorerie	798	1 302	-39%	
(2 281)	(2 328)	ns	(2 369)	Moins: produit (charge) d'impôt	(7 314)	(8 337)	ns	
(80)	(60)	ns	(90)	Moins: intérêts ne conférant pas le contrôle	(210)	(257)	ns	
(297)	(891)	ns	(1 780)	Plus: éléments d'ajustements (part TotalEnergies)	(1 529)	(2 056)	ns	
3 683	2 687	+37%	2 294	<b>Résultat net (part TotalEnergies)</b>		10 221	11 802	-13%

## 10.3 Investissements – Désinvestissements

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

3T25	2T25	3T25 vs 2T25	3T24	En millions de dollars		9M25	9M24	9M25 vs 9M24
3 203	6 689	-52%	5 562	Flux de trésorerie d'investissement ( a )		14 697	13 587	+8%
-	-	ns	-	Autres opérations avec des intérêts ne conférant pas le contrôle ( b )		-	-	ns
45	54	-17%	57	Remboursement organique de prêts SME ( c )		105	31	x3,4
(242)	(221)	ns	-	Variation de dettes de projets renouvelables ( d ) *		(463)	-	ns
84	90	-7%	119	Capex liés aux contrats de location capitalisés ( e )		282	319	-12%
2	20	-90%	26	Dépenses liées aux crédits carbone ( f )		24	29	-17%
3 092	6 632	-53%	5 764	Investissements nets ( a + b + c + d + e + f = g - i + h )		14 645	13 966	+5%
(381)	1 813	ns	1 662	Dont acquisitions nettes de cessions ( g - i )		1 851	1 382	+34%
474	2 106	-77%	1 795	Acquisitions ( g )		3 416	3 413	-
855	293	x2,9	133	Cessions ( i )		1 565	2 031	-23%
121	67	81%	-	Variation de dette de projets renouvelables quote-part partenaire et plus-value de cession		188	-	ns
3 473	4 819	-28%	4 102	Dont investissements organiques ( h )		12 794	12 584	+2%
74	37	99%	148	Exploration capitalisée		222	394	-44%
408	425	-4%	458	Augmentation des prêts non courants		1 401	1 585	-12%
(449)	(256)	ns	(140)	Remboursement des prêts non courants, hors remboursement organique de prêts SME		(808)	(464)	ns
(121)	(154)	ns	-	Variation de dettes de projets renouvelables quote-part TotalEnergies		(275)	-	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

3T25	2T25	3T25 vs 2T25	3T24	En millions de dollars		9M25	9M24	9M25 vs 9M24
8 349	5 960	40%	7 171	Flux de trésorerie d'exploitation ( a )		16 872	18 347	-8%
1 382	(246)	ns	871	Diminution (augmentation) du besoin en fonds de roulement ( b ) *		(3 180)	(3 581)	ns
(55)	(272)	ns	(464)	Effet de stock ( c )		(434)	(807)	ns
(6)	86	ns	-	Plus-value de cession de projets renouvelables ( d )		80	-	ns
45	54	-17%	57	Remboursement organique de prêts SME ( e )		105	31	x3,4
7 061	6 618	+7%	6 821	Marge brute d'autofinancement (CFFO) ( f = a - b - c + d + e )		20 671	22 766	-9%
(382)	(325)	ns	(188)	Frais financiers		(992)	(449)	ns
7 443	6 943	+7%	7 009	Marge brute d'autofinancement hors frais financiers (DACP)		21 663	23 215	-7%
3 473	4 819	-28%	4 102	Investissements organiques ( g )		12 794	12 584	+2%
3 588	1 799	+99%	2 719	Cash flow après investissements organiques ( f - g )		7 877	10 182	-23%
3 092	6 632	-53%	5 764	Investissements nets ( h )		14 645	13 966	+5%
3 969	(14)	ns	1 057	Cash flow net ( f - h )		6 026	8 800	-32%

\* 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	30/09/2025	30/06/2025	30/09/2024
Dettes financières courantes *	11 830	12 570	11 805
Autres passifs financiers courants	568	861	488
Actifs financiers courants ***	(4 607)	(4 872)	(5 780)
Actifs et passifs financiers destinés à être cédés ou échangés *	49	41	204
Dettes financières non courantes *	41 296	39 161	37 824
Actifs financiers non courants *	(1 168)	(1 410)	(1 307)
Total trésorerie et équivalents de trésorerie	(23 415)	(20 424)	(25 672)
<b>Dette nette ( a )</b>	<b>24 553</b>	<b>25 927</b>	<b>17 562</b>
Capitaux propres (part TotalEnergies)	115 281	116 642	116 059
Intérêts minoritaires (ne conférant pas le contrôle)	2 384	2 360	2 557
<b>Capitaux propres ( b )</b>	<b>117 665</b>	<b>119 002</b>	<b>118 616</b>
<b>Ratio d'endettement = a / ( a + b )</b>	<b>17,3%</b>	<b>17,9%</b>	<b>12,9%</b>
<i>Dette nette de location ( c )</i>	<i>8 827</i>	<i>8 907</i>	<i>8 338</i>
<i>Ratio d'endettement y compris dette nette de location ( a+c )/( a+b+c )</i>	<i>22,1%</i>	<i>22,6%</i>	<i>17,9%</i>

\* Hors créances et dettes de location.

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

Le ratio d'endettement s'établit à 17,3 % à fin septembre 2025, compte tenu de l'effet saisonnier de la variation du besoin en fonds de roulement et du rythme des investissements. Hors ces effets, le ratio d'endettement normalisé s'établit entre 15 et 16 %.

## 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	8 899	4 619	2 226	1 695	1 394	18 204
Capitaux employés au 30/09/2024	64 859	39 460	24 589	9 050	7 325	143 297
Capitaux employés au 30/09/2025	66 102	43 872	26 960	7 123	7 565	149 974
<b>ROACE</b>	<b>13,6%</b>	<b>11,1%</b>	<b>8,6%</b>	<b>21,0%</b>	<b>18,7%</b>	<b>12,4%</b>

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

En millions de dollars	9M25	9M24	2024
Dividendes payés (actionnaires de la société mère)	5 961	5 719	7 717
Rachat d'actions propres hors frais et taxes	5 997	5 999	7 970
<b>Payout ratio</b>	<b>56%</b>	<b>49%</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 compatibilisés 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 SE détient directement ou indirectement une participation sont des personnes morales distinctes et autonomes.

Le présent communiqué de presse présente les résultats du troisième trimestre 2025 et des neuf premiers mois de l'année 2025 établis à partir des comptes consolidés condensés de TotalEnergies SE au 30 septembre 2025 (non audités). Les comptes consolidés condensés de TotalEnergies SE au 30 septembre 2025 ont fait l'objet d'un examen limité par les Commissaires aux comptes. Les notes annexes aux comptes consolidés condensés sont disponibles sur le site [totalenergies.com](http://totalenergies.com).

Ce document peut contenir des déclarations prospectives (incluant des forward-looking statements au sens du Private Securities Litigation Reform Act de 1995), concernant notamment (i) la situation financière, les résultats, les activités et la stratégie de TotalEnergies, (ii) les attentes concernant les rendements pour les actionnaires, notamment en ce qui concerne les dividendes futurs et les rachats d'actions, (iii) la conversion envisagée des American Depository Receipts (ADR), y compris la résiliation du programme ADR en lien avec cette conversion et (iv) l'admission envisagée des actions ordinaires de TotalEnergies sur le New York Stock Exchange (« NYSE »). 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 ») des États-Unis, ainsi que les autres rapports déposés ou transmis à la SEC.

L'admission initiale à la cotation des actions ordinaires sur le NYSE, ainsi que le maintien de cette cotation, tout comme la structure envisagée pour la soutenir, relèvent du pouvoir discrétionnaire de la direction de TotalEnergies, sous réserve du respect du droit applicable et des règles en vigueur sur le NYSE, ainsi que de la mise en place et du maintien de la structure envisagée destinée à soutenir cette cotation.

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 SE et ses filiales n'ont aucune obligation, ne prennent aucun engagement et déclinent expressément toute responsabilité vis-à-vis des investisseurs ou de toute autre partie prenante de mettre à jour ou de réviser, en particulier en raison d'informations nouvelles ou d'événements futurs, tout ou partie des déclarations, informations prospectives, tendances ou objectifs contenus dans ce document. Par ailleurs, la Société n'a pas vérifié et n'est pas tenue de vérifier les données provenant de tiers contenues dans ce document ou utilisées pour les hypothèses, estimations ou, plus généralement, les données prospectives publiées dans ce document. Les informations concernant les facteurs de risque susceptibles d'avoir un effet défavorable significatif sur les activités de TotalEnergies, sa situation financière, y compris ses résultats opérationnels et ses flux de trésorerie, sa réputation, ses perspectives ou la valeur des instruments financiers émis par TotalEnergies sont décrites dans la version la plus récente du Document d'enregistrement universel déposé par TotalEnergies SE auprès de l'Autorité des marchés financiers et dans le rapport annuel (20-F) déposé auprès de la SEC. En outre, les développements relatifs au changement climatique et à d'autres enjeux environnementaux ou sociaux présentés dans ce document reposent sur différents cadres de référence et prennent en considération les intérêts de diverses parties prenantes, lesquels sont susceptibles d'évoluer indépendamment de notre volonté. Par ailleurs, nos informations publiées sur ces thématiques, y compris celles relatives au changement climatique et à d'autres enjeux environnementaux ou sociaux, peuvent inclure des éléments qui ne sont pas nécessairement considérés comme « significatifs » (« material ») au sens des lois américaines sur les valeurs mobilières applicables aux obligations d'information auprès de la SEC, ni au regard du droit des marchés financiers concernés.

En complément des indicateurs définis par les normes IFRS, certains indicateurs alternatifs de performance sont présentés, tels que notamment les indicateurs de performance excluant les éléments d'ajustement décrits ci-après (résultat opérationnel net ajusté, résultat net ajusté), le cash flow net, le cash flow après investissements organiques, le ratio d'endettement normalisé, la rentabilité des capitaux propres (Return on Equity – ROE), la rentabilité des capitaux employés moyens (Return on Average Capital Employed – ROACE), le ratio d'endettement (gearing ratio), la marge brute d'autofinancement, le DACF (debt adjusted cash flow), ainsi que le taux de retour à l'actionnaire (payout). Ces indicateurs sont destinés à faciliter l'analyse de la performance financière de TotalEnergies et la comparaison des résultats entre périodes. Ils permettent aux investisseurs de suivre les mesures utilisées en interne pour gérer et évaluer la performance de TotalEnergies.

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

Ces éléments d'ajustement comprennent :

**(i) les éléments non récurrents**

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

**(ii) l'effet de stock**

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

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

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

**(iii) l'effet des variations de juste valeur**

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

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

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

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

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

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

**Avertissement aux investisseurs américains** – Tout investisseur américain est prié de se reporter au Form 20-F publié par TotalEnergies SE, File N° 1-10888, disponible au 2, place Jean Millier – Arche Nord Coupole/Regnault – 92078 Paris-La Défense Cedex, France, ou sur le site internet de la Société totalenergies.com. Ce document est également disponible auprès de la SEC en appelant le 1-800-SEC-0330 ou sur le site Internet de la SEC sec.gov. Les investisseurs américains sont informés que nous sommes une Société Européenne (Societas Europaea) de droit français et que, par conséquent, les droits de nos actionnaires en vertu du droit français diffèrent des droits et obligations des actionnaires de sociétés régies par le droit américain. Société Générale agira en France en qualité d'intermédiaire inscrit pour le compte des détenteurs des actions ordinaires de la Société inscrites au registre américain, conformément aux articles L. 228-1 et suivants du Code de commerce français, et ces dispositions peuvent entraîner des différences dans l'exercice des droits des actionnaires par rapport aux attentes des investisseurs américains. Dans l'exercice de ses fonctions, notre Conseil d'administration est tenu, en vertu du droit français, de prendre en considération les intérêts de la Société, de ses actionnaires, de ses salariés et des autres parties prenantes, en veillant dans tous les cas au respect des principes de raisonnable et d'équité. Il est possible que certaines de ces parties aient des intérêts différents de, ou additionnels à, vos intérêts en tant qu'actionnaires.

La présente communication ne constitue pas et ne doit pas être interprétée comme constituant une offre de vente ou d'émission de titres TotalEnergies, une invitation à investir dans des titres TotalEnergies, ou encore une sollicitation d'offre d'achat ou de souscription de ces titres.

# **Comptes TotalEnergies**

---

Comptes consolidés du troisième trimestre 2025, normes IFRS

## COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ

### TotalEnergies

(non audité)

(en millions de dollars) <sup>(a)</sup>	<b>3<sup>ème</sup> trimestre 2025</b>	<b>2<sup>ème</sup> trimestre 2025</b>	<b>3<sup>ème</sup> trimestre 2024</b>
<b>Chiffre d'affaires</b>	<b>48 691</b>	<b>49 627</b>	<b>52 021</b>
Droits d'accises	(4 847)	(4 951)	(4 592)
Produits des ventes	43 844	44 676	47 429
Achats, nets de variation de stocks	(27 191)	(29 158)	(31 425)
Autres charges d'exploitation	(7 591)	(7 834)	(7 269)
Charges d'exploration	(64)	(97)	(572)
Amortissements et dépréciations des immobilisations corporelles et droits miniers	(3 280)	(3 258)	(3 392)
Autres produits	778	544	45
Autres charges	(528)	(287)	(374)
Coût de l'endettement financier brut	(808)	(816)	(797)
Produits et charges de trésorerie et d'équivalents de trésorerie	265	327	457
Coût de l'endettement financier net	(543)	(489)	(340)
Autres produits financiers	366	429	319
Autres charges financières	(208)	(203)	(214)
Quote-part du résultat net des sociétés mises en équivalence	602	529	333
Produit (Charge) d'impôt	(2 423)	(2 106)	(2 179)
<b>Résultat net de l'ensemble consolidé</b>	<b>3 762</b>	<b>2 746</b>	<b>2 361</b>
Part TotalEnergies	3 683	2 687	2 294
Intérêts ne conférant pas le contrôle	79	59	67
Résultat net par action (en \$)	1,65	1,18	0,97
Résultat net dilué par action (en \$)	1,64	1,17	0,96

(a) Excepté pour les résultats nets par action.

## RÉSULTAT GLOBAL CONSOLIDÉ

### TotalEnergies

(non audité)

	3 <sup>ème</sup> trimestre 2025	2 <sup>ème</sup> trimestre 2025	3 <sup>ème</sup> trimestre 2024
(en millions de dollars)			
<b>Résultat net de l'ensemble consolidé</b>	<b>3 762</b>	<b>2 746</b>	<b>2 361</b>
<b>Autres éléments du résultat global</b>			
Pertes et gains actuariels	(2)	16	3
Variation de juste valeur des placements en instruments de capitaux propres	(96)	52	(141)
Effet d'impôt	19	(20)	29
Écart de conversion de consolidation de la société-mère	(2)	5 808	3 151
<b>Sous-total des éléments ne pouvant faire l'objet d'un reclassement en résultat</b>	<b>(81)</b>	<b>5 856</b>	<b>3 042</b>
Écart de conversion de consolidation	(230)	(4 692)	(2 457)
Couverture de flux futurs	(346)	165	(13)
Variation du basis spread des opérations en monnaie étrangère	6	4	(4)
Quote-part du résultat global des sociétés mises en équivalence, net d'impôt	(112)	(174)	(208)
Autres éléments	5	-	2
Effet d'impôt	81	(49)	(1)
<b>Sous-total des éléments pouvant faire l'objet d'un reclassement en résultat</b>	<b>(596)</b>	<b>(4 746)</b>	<b>(2 681)</b>
<b>Total autres éléments du résultat global (après impôt)</b>	<b>(677)</b>	<b>1 110</b>	<b>361</b>
<b>Résultat global</b>	<b>3 085</b>	<b>3 856</b>	<b>2 722</b>
<i>Part TotalEnergies</i>	3 001	3 752	2 631
<i>Intérêts ne conférant pas le contrôle</i>	84	104	91

## COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ

### TotalEnergies

(non audité)

	<b>9 mois</b>	<b>9 mois</b>
	<b>2025</b>	<b>2024</b>
<b>Chiffre d'affaires</b>	<b>150 572</b>	<b>162 042</b>
Droits d'accises	(14 153)	(13 547)
Produits des ventes	136 419	148 495
Achats, nets de variation de stocks	(87 204)	(97 322)
Autres charges d'exploitation	(22 989)	(22 641)
Charges d'exploration	(242)	(757)
Amortissements et dépréciations des immobilisations corporelles et droits miniers	(9 536)	(9 310)
Autres produits	1 569	1 806
Autres charges	(1 106)	(940)
Coût de l'endettement financier brut	(2 349)	(2 230)
Produits et charges de trésorerie et d'équivalents de trésorerie	882	1 337
Coût de l'endettement financier net	(1 467)	(893)
Autres produits financiers	1 113	1 084
Autres charges financières	(660)	(642)
Quote-part du résultat net des sociétés mises en équivalence	1 794	978
Produit (Charge) d'impôt	(7 262)	(7 846)
<b>Résultat net de l'ensemble consolidé</b>	<b>10 429</b>	<b>12 012</b>
Part TotalEnergies	10 221	11 802
Intérêts ne conférant pas le contrôle	208	210
Résultat net par action (en \$)	4,53	5,02
Résultat net dilué par action (en \$)	4,49	4,99

(a) Excepté pour les résultats nets par action.

## RÉSULTAT GLOBAL CONSOLIDÉ

### TotalEnergies

(non audité)

	9 mois 2025	9 mois 2024
<b>(en millions de dollars)</b>		
<b>Résultat net de l'ensemble consolidé</b>	<b>10 429</b>	<b>12 012</b>
<b>Autres éléments du résultat global</b>		
Pertes et gains actuariels	14	23
Variation de juste valeur des placements en instruments de capitaux propres	(32)	2
Effet d'impôt	-	10
Écart de conversion de consolidation de la société-mère	8 688	962
<b>Sous-total des éléments ne pouvant faire l'objet d'un reclassement en résultat</b>	<b>8 670</b>	<b>997</b>
Écart de conversion de consolidation	(6 939)	(835)
Couverture de flux futurs	(1 014)	1 387
Variation du basis spread des opérations en monnaie étrangère	25	(19)
Quote-part du résultat global des sociétés mises en équivalence, net d'impôt	(386)	(322)
Autres éléments	12	2
Effet d'impôt	237	(373)
<b>Sous-total des éléments pouvant faire l'objet d'un reclassement en résultat</b>	<b>(8 065)</b>	<b>(160)</b>
<b>Total autres éléments du résultat global (après impôt)</b>	<b>605</b>	<b>837</b>
<b>Résultat global</b>	<b>11 034</b>	<b>12 849</b>
<i>Part TotalEnergies</i>	10 760	12 635
<i>Intérêts ne conférant pas le contrôle</i>	274	214

## BILAN CONSOLIDÉ

**TotalEnergies**

	30 septembre 2025	30 juin 2025	31 décembre 2024	30 septembre 2024
(en millions de dollars)	(non audité)	(non audité)	(non audité)	(non audité)
<b>ACTIF</b>				
<b>Actifs non courants</b>				
Immobilisations incorporelles	37 764	36 687	34 238	33 891
Immobilisations corporelles	115 198	116 153	109 095	110 125
Sociétés mises en équivalence : titres et prêts	36 968	36 657	34 405	33 963
Autres titres	2 046	2 176	1 665	1 656
Actifs financiers non courants	2 426	2 691	2 305	2 578
Impôts différés	3 633	3 550	3 202	3 727
Autres actifs non courants	2 990	4 057	4 006	4 170
<b>Total actifs non courants</b>	<b>201 025</b>	<b>201 971</b>	<b>188 916</b>	<b>190 110</b>
<b>Actifs courants</b>				
Stocks	17 058	17 275	18 868	18 532
Clients et comptes rattachés	19 735	21 254	19 281	18 777
Autres créances	21 833	24 160	23 687	21 933
Actifs financiers courants	4 884	5 183	6 914	6 151
Trésorerie et équivalents de trésorerie	23 415	20 424	25 844	25 672
Actifs destinés à être cédés ou échangés	4 009	2 550	1 977	2 830
<b>Total actifs courants</b>	<b>90 934</b>	<b>90 846</b>	<b>96 571</b>	<b>93 895</b>
<b>Total actif</b>	<b>291 959</b>	<b>292 817</b>	<b>285 487</b>	<b>284 005</b>
<b>PASSIF ET CAPITAUX PROPRES</b>				
<b>Capitaux propres</b>				
Capital	7 059	7 262	7 577	7 577
Primes et réserves consolidées	125 073	128 103	135 496	130 804
Écarts de conversion	(13 853)	(13 564)	(15 259)	(13 793)
Actions autodétenues	(2 998)	(5 159)	(9 956)	(8 529)
<b>Total des capitaux propres - part TotalEnergies</b>	<b>115 281</b>	<b>116 642</b>	<b>117 858</b>	<b>116 059</b>
<b>Intérêts ne conférant pas le contrôle</b>	<b>2 384</b>	<b>2 360</b>	<b>2 397</b>	<b>2 557</b>
<b>Total des capitaux propres</b>	<b>117 665</b>	<b>119 002</b>	<b>120 255</b>	<b>118 616</b>
<b>Passifs non courants</b>				
Impôts différés	12 830	12 729	12 114	11 750
Engagements envers le personnel	1 991	1 974	1 753	1 890
Provisions et autres passifs non courants	20 096	20 312	19 872	20 290
Dettes financières non courantes	49 552	47 584	43 533	45 750
<b>Total passifs non courants</b>	<b>84 469</b>	<b>82 599</b>	<b>77 272</b>	<b>79 680</b>
<b>Passifs courants</b>				
Fournisseurs et comptes rattachés	38 062	39 288	39 932	34 668
Autres crédeuteurs et dettes diverses	35 266	34 672	35 961	34 716
Dettes financières courantes	13 820	14 637	10 024	13 853
Autres passifs financiers courants	568	861	664	488
Passifs relatifs aux actifs destinés à être cédés ou échangés	2 109	1 758	1 379	1 984
<b>Total passifs courants</b>	<b>89 825</b>	<b>91 216</b>	<b>87 960</b>	<b>85 709</b>
<b>Total passif et capitaux propres</b>	<b>291 959</b>	<b>292 817</b>	<b>285 487</b>	<b>284 005</b>

## TABLEAU DE FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉ

**TotalEnergies**

(non audité)

(en millions de dollars)	<b>3<sup>ème</sup> trimestre 2025</b>	<b>2<sup>ème</sup> trimestre 2025</b>	<b>3<sup>ème</sup> trimestre 2024</b>
<b>FLUX DE TRÉSORERIE D'EXPLOITATION</b>			
Résultat net de l'ensemble consolidé			
Résultat net de l'ensemble consolidé	3 762	2 746	2 361
Amortissements et pertes de valeur des immobilisations corporelles et incorporelles	3 405	3 360	4 020
Provisions et impôts différés	272	127	(93)
(Plus) Moins-value sur cessions d'actifs	(603)	(335)	(3)
Dividendes moins quote-part des résultats des sociétés mises en équivalence	(195)	(102)	(13)
Diminution (augmentation) du besoin en fonds de roulement	1 600	49	836
Autres, nets	108	115	63
<b>Flux de trésorerie d'exploitation</b>	<b>8 349</b>	<b>5 960</b>	<b>7 171</b>
<b>FLUX DE TRÉSORERIE D'INVESTISSEMENT</b>			
Investissements corporels et incorporels	(3 812)	(4 766)	(4 110)
Coût d'acquisition de sociétés consolidées, net de la trésorerie acquise	-	(1 627)	(497)
Coût d'acquisition de titres	(215)	(419)	(845)
Augmentation des prêts non courants	(408)	(425)	(458)
<b>Investissements</b>	<b>(4 435)</b>	<b>(7 237)</b>	<b>(5 910)</b>
Produits de cession d'actifs corporels et incorporels	613	69	32
Produits de cession de titres consolidés, net de la trésorerie cédée	133	154	82
Produits de cession d'autres titres	(8)	15	37
Remboursement de prêts non courants	494	310	197
<b>Désinvestissements</b>	<b>1 232</b>	<b>548</b>	<b>348</b>
<b>Flux de trésorerie d'investissement</b>	<b>(3 203)</b>	<b>(6 689)</b>	<b>(5 562)</b>
<b>FLUX DE TRÉSORERIE DE FINANCEMENT</b>			
Variation de capital :			
- actionnaires de la société mère	-	492	-
- actions propres	(2 349)	(1 707)	(2 005)
Dividendes payés :			
- aux actionnaires de la société mère	(2 216)	(1 894)	(1 963)
- aux intérêts ne conférant pas le contrôle	(89)	(173)	(171)
Émission nette de titres subordonnés à durée indéterminée	-	-	-
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	(26)	(27)	(23)
Autres opérations avec les intérêts ne conférant pas le contrôle	23	(31)	(14)
Émission nette d'emprunts non courants	3 682	257	3 080
Variation des dettes financières courantes	(1 962)	(356)	911
Variation des actifs et passifs financiers courants	529	1 287	760
<b>Flux de trésorerie de financement</b>	<b>(2 408)</b>	<b>(2 152)</b>	<b>575</b>
<b>Augmentation (diminution) de la trésorerie</b>	<b>2 738</b>	<b>(2 881)</b>	<b>2 184</b>
Incidence des variations de change	253	468	277
Trésorerie en début de période	20 424	22 837	23 211
<b>Trésorerie en fin de période</b>	<b>23 415</b>	<b>20 424</b>	<b>25 672</b>

## TABLEAU DE FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉ

**TotalEnergies**

(non audité)

	<b>9 mois</b>	<b>9 mois</b>
(en millions de dollars)	<b>2025</b>	<b>2024</b>
<b>FLUX DE TRÉSORERIE D'EXPLOITATION</b>		
Résultat net de l'ensemble consolidé	10 429	12 012
Amortissements et pertes de valeur des immobilisations corporelles et incorporelles	9 851	10 136
Provisions et impôts différés	608	146
(Plus) Moins-value sur cessions d'actifs	(913)	(1 431)
Dividendes moins quote-part des résultats des sociétés mises en équivalence	(720)	25
Diminution (augmentation) du besoin en fonds de roulement	(2 583)	(2 837)
Autres, nets	200	296
<b>Flux de trésorerie d'exploitation</b>	<b>16 872</b>	<b>18 347</b>
<b>FLUX DE TRÉSORERIE D'INVESTISSEMENT</b>		
Investissements corporels et incorporels	(12 800)	(11 229)
Coût d'acquisition de sociétés consolidées, net de la trésorerie acquise	(1 859)	(1 507)
Coût d'acquisition de titres	(945)	(1 814)
Augmentation des prêts non courants	(1 401)	(1 617)
<b>Investissements</b>	<b>(17 005)</b>	<b>(16 167)</b>
Produits de cession d'actifs corporels et incorporels	983	413
Produits de cession de titres consolidés, net de la trésorerie cédée	404	1 513
Produits de cession d'autres titres	8	127
Remboursement de prêts non courants	913	527
<b>Désinvestissements</b>	<b>2 308</b>	<b>2 580</b>
<b>Flux de trésorerie d'investissement</b>	<b>(14 697)</b>	<b>(13 587)</b>
<b>FLUX DE TRÉSORERIE DE FINANCEMENT</b>		
Variation de capital :		
- actionnaires de la société mère	492	521
- actions propres	(6 208)	(6 018)
Dividendes payés :		
- aux actionnaires de la société mère	(5 961)	(5 719)
- aux intérêts ne conférant pas le contrôle	(401)	(304)
Émission nette de titres subordonnés à durée indéterminée	(1 139)	(1 622)
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	(181)	(232)
Autres opérations avec les intérêts ne conférant pas le contrôle	(28)	(50)
Émission nette d'emprunts non courants	7 370	7 441
Variation des dettes financières courantes	(2 168)	(1 006)
Variation des actifs et passifs financiers courants	2 534	501
<b>Flux de trésorerie de financement</b>	<b>(5 690)</b>	<b>(6 488)</b>
<b>Augmentation (diminution) de la trésorerie</b>	<b>(3 515)</b>	<b>(1 728)</b>
Incidence des variations de change	1 086	137
Trésorerie en début de période	25 844	27 263
<b>Trésorerie en fin de période</b>	<b>23 415</b>	<b>25 672</b>

## VARIATION DES CAPITAUX PROPRES CONSOLIDÉS

### TotalEnergies

(non audité)

(en millions de dollars)	Actions émises		Primes et réserves consolidées	Écarts de conversion	Actions autodétenues		Capitaux propres - Part TotalEnergies	Intérêts ne conférant pas le contrôle	Capitaux propres
	Nombre	Montant			Nombre	Montant			
<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 des neuf premiers mois 2024	-	-	11 802	-	-	-	11 802	210	12 012
Autres éléments du résultat global	-	-	924	(91)	-	-	833	4	837
<b>Résultat Global</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>12 726</b>	<b>(91)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>12 635</b>	<b>214</b>	<b>12 849</b>
Dividendes	-	-	(5 863)	-	-	-	(5 863)	(304)	(6 167)
Émissions d'actions	10 833 187	29	492	-	-	-	521	-	521
Rachats d'actions	-	-	-	-	(88 066 669)	(6 568)	(6 568)	-	(6 568)
Cessions d'actions <sup>(a)</sup>	-	-	(395)	-	6 067 493	395	-	-	-
Paiements en actions	-	-	458	-	-	-	458	-	458
Annulation d'actions	(25 405 361)	(68)	(1 595)	-	25 405 361	1 663	-	-	-
Emission nette de titres subordonnés à durée indéterminée	-	-	(1 679)	-	-	-	(1 679)	-	(1 679)
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	-	-	(200)	-	-	-	(200)	-	(200)
Autres opérations avec les intérêts ne conférant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	(50)	(50)
Autres éléments	-	-	3	(1)	-	-	2	(3)	(1)
<b>Au 30 septembre 2024</b>	<b>2 397 679 661</b>	<b>7 577</b>	<b>130 804</b>	<b>(13 793)</b>	<b>(117 137 028)</b>	<b>(8 529)</b>	<b>116 059</b>	<b>2 557</b>	<b>118 616</b>
Résultat net du 1er octobre au 31 décembre 2024	-	-	3 956	-	-	-	3 956	63	4 019
Autres éléments du résultat global	-	-	1 512	(1 467)	-	-	45	(48)	(3)
<b>Résultat Global</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>5 468</b>	<b>(1 467)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>4 001</b>	<b>15</b>	<b>4 016</b>
Dividendes	-	-	(1 893)	-	-	-	(1 893)	(151)	(2 044)
Émissions d'actions	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rachats d'actions	-	-	-	-	(32 396 563)	(1 427)	(1 427)	-	(1 427)
Cessions d'actions <sup>(a)</sup>	-	-	-	-	3 773	-	-	-	-
Paiements en actions	-	-	98	-	-	-	98	-	98
Annulation d'actions	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Emission nette de titres subordonnés à durée indéterminée	-	-	1 103	-	-	-	1 103	-	1 103
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	-	-	(72)	-	-	-	(72)	-	(72)
Autres opérations avec les intérêts ne conférant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	(17)	(17)
Autres éléments	-	-	(12)	1	-	-	(11)	(7)	(18)
<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 des neuf premiers mois 2025	-	-	10 221	-	-	-	10 221	208	10 429
Autres éléments du résultat global	-	-	(867)	1 406	-	-	539	66	605
<b>Résultat Global</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>9 354</b>	<b>1 406</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>10 760</b>	<b>274</b>	<b>11 034</b>
Dividendes	-	-	(6 103)	-	-	-	(6 103)	(267)	(6 370)
Émissions d'actions	11 149 053	30	462	-	-	-	492	-	492
Rachats d'actions	-	-	-	-	(99 060 045)	(6 520)	(6 520)	-	(6 520)
Cessions d'actions <sup>(a)</sup>	-	-	(414)	-	6 218 249	414	-	-	-
Paiements en actions	-	-	463	-	-	-	463	-	463
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	-	-	(238)	-	-	-	(238)	-	(238)
Autres opérations avec les intérêts ne conférant pas le contrôle	-	-	(6)	-	-	-	(6)	(22)	(28)
Autres éléments	-	-	(18)	-	-	-	(18)	2	(16)
<b>Au 30 septembre 2025</b>	<b>2 206 585 543</b>	<b>7 059</b>	<b>125 073</b>	<b>(13 853)</b>	<b>(40 128 443)</b>	<b>(2 998)</b>	<b>115 281</b>	<b>2 384</b>	<b>117 665</b>

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

## 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 intersectoriel	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 du secteur Integrated LNG.

Les variations de juste valeur des positions électricité sont affectées au résultat opérationnel 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)

2 <sup>ème</sup> trimestre 2025 (en millions de dollars)	Exploration - Production	Integrated LNG	Integrated Power	Raffinage - Chimie	Marketing & Services	Holding	Éliminations de consolidation	Total
Chiffres d'affaires externe	1 369	2 586	3 958	21 759	19 944	11	-	49 627
Chiffres d'affaires intersectoriaux	8 862	1 869	701	7 006	177	32	(18 647)	-
Droits d'accises	-	-	-	(254)	(4 697)	-	-	(4 951)
<b>Produits des ventes</b>	<b>10 231</b>	<b>4 455</b>	<b>4 659</b>	<b>28 511</b>	<b>15 424</b>	<b>43</b>	<b>(18 647)</b>	<b>44 676</b>
Charges d'exploitation	(4 577)	(3 632)	(4 479)	(27 995)	(14 751)	(302)	18 647	(37 089)
Amortissements et dépréciations des immobilisations corporelles et droits miniers	(1 978)	(397)	(108)	(520)	(224)	(31)	-	(3 258)
Quote-part du résultat net des sociétés mises en équivalence et autres éléments	58	578	340	(42)	113	(35)	-	1 012
Impôts du résultat opérationnel net	(1 793)	(166)	(27)	(12)	(168)	57	-	(2 109)
Ajustements <sup>(a)</sup>	(33)	(203)	(189)	(447)	(18)	(23)	-	(913)
<b>Résultat opérationnel net ajusté</b>	<b>1 974</b>	<b>1 041</b>	<b>574</b>	<b>389</b>	<b>412</b>	<b>(245)</b>	-	<b>4 145</b>
Ajustements <sup>(a)</sup>								(913)
Coût net de la dette nette								(486)
Intérêts ne conférant pas le contrôle								(59)
<b>Résultat net - part TotalEnergies</b>								<b>2 687</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 du secteur Integrated LNG.

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

2 <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	3 186	877	2 503	351	234	86	-	7 237
Désinvestissements	80	25	347	42	38	16	-	548
Flux de trésorerie d'exploitation	3 675	539	799	887	628	(568)	-	5 960

## INFORMATIONS PAR SECTEUR D'ACTIVITÉ

**TotalEnergies**

(non audité)

3 <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	1 425	2 350	4 444	22 926	20 872	4	-	52 021
Chiffre d'affaires intersectoriaux	9 633	2 017	424	7 927	218	58	(20 277)	-
Droits d'accises	-	-	-	(213)	(4 379)	-	-	(4 592)
<b>Produits des ventes</b>	<b>11 058</b>	<b>4 367</b>	<b>4 868</b>	<b>30 640</b>	<b>16 711</b>	<b>62</b>	<b>(20 277)</b>	<b>47 429</b>
Charges d'exploitation	(5 257)	(3 393)	(4 329)	(30 273)	(16 082)	(209)	20 277	(39 266)
Amortissements et dépréciations des immobilisations corporelles et droits miniers	(2 324)	(294)	(114)	(400)	(229)	(31)	-	(3 392)
Quote-part du résultat net des sociétés mises en équivalence et autres éléments	47	482	(274)	(79)	(29)	(38)	-	109
Impôts du résultat opérationnel net	(1 879)	(250)	(66)	40	(102)	117	-	(2 140)
Ajustements <sup>(a)</sup>	(837)	(151)	(400)	(313)	(95)	(23)	-	(1 819)
<b>Résultat opérationnel net ajusté</b>	<b>2 482</b>	<b>1 063</b>	<b>485</b>	<b>241</b>	<b>364</b>	<b>(76)</b>	-	<b>4 559</b>
Ajustements <sup>(a)</sup>								(1 819)
Coût net de la dette nette								(379)
Intérêts ne conférant pas le contrôle								(67)
<b>Résultat net - part TotalEnergies</b>								<b>2 294</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 du secteur Integrated LNG.

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

3 <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	2 251	599	2 291	388	329	52	-	5 910
Désinvestissements	90	99	70	69	19	1	-	348
Flux de trésorerie d'exploitation	4 763	830	373	564	581	60	-	7 171

## INFORMATIONS PAR SECTEUR D'ACTIVITÉ

**TotalEnergies**

(non audité)

9 mois 2025 (en millions de dollars)	Exploration - Production	Integrated LNG	Integrated Power	Raffinage - Chimie	Marketing & Services	Holding	Éliminations de consolidation	Total
Chiffre d'affaires externe	4 330	7 669	13 880	65 591	59 083	19	-	150 572
Chiffre d'affaires intersectoriaux	26 481	6 708	1 819	20 939	567	95	(56 609)	-
Droits d'accises	-	-	-	(567)	(13 586)	-	-	(14 153)
<b>Produits des ventes</b>	<b>30 811</b>	<b>14 377</b>	<b>15 699</b>	<b>85 963</b>	<b>46 064</b>	<b>114</b>	<b>(56 609)</b>	<b>136 419</b>
Charges d'exploitation	(12 577)	(11 468)	(14 527)	(83 712)	(44 041)	(719)	56 609	(110 435)
Amortissements et dépréciations des immobilisations corporelles et droits miniers	(6 073)	(1 164)	(286)	(1 239)	(684)	(90)	-	(9 536)
Quote-part du résultat net des sociétés mises en équivalence et autres éléments	713	1 635	332	25	79	(74)	-	2 710
Impôts du résultat opérationnel net	(6 176)	(538)	(210)	(238)	(443)	246	-	(7 359)
Ajustements <sup>(a)</sup>	104	(345)	(643)	(578)	(57)	(67)	-	(1 586)
<b>Résultat opérationnel net ajusté</b>	<b>6 594</b>	<b>3 187</b>	<b>1 651</b>	<b>1 377</b>	<b>1 032</b>	<b>(456)</b>	-	<b>13 385</b>
Ajustements <sup>(a)</sup>								(1 586)
Coût net de la dette nette								(1 370)
Intérêts ne conférant pas le contrôle								(208)
<b>Résultat net - part TotalEnergies</b>								<b>10 221</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 du secteur Integrated LNG.

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

9 mois 2025 (en millions de dollars)	Exploration - Production	Integrated LNG	Integrated Power	Raffinage - Chimie	Marketing & Services	Holding	Éliminations de consolidation	Total
Investissements	8 642	2 390	4 212	995	611	155	-	17 005
Désinvestissements	1 060	500	486	65	180	17	-	2 308
Flux de trésorerie d'exploitation	11 128	3 071	1 074	1 743	1 483	(1 627)	-	16 872

## INFORMATIONS PAR SECTEUR D'ACTIVITÉ

**TotalEnergies**

(non audité)

9 mois 2024 (en millions de dollars)	Exploration - Production	Integrated LNG	Integrated Power	Raffinage - Chimie	Marketing & Services	Holding	Éliminations de consolidation	Total
Chiffre d'affaires externe	4 159	6 995	15 990	71 975	62 901	22	-	162 042
Chiffre d'affaires intersectoriaux	29 164	7 623	1 583	24 273	651	198	(63 492)	-
Droits d'accises	-	-	-	(591)	(12 956)	-	-	(13 547)
<b>Produits des ventes</b>	<b>33 323</b>	<b>14 618</b>	<b>17 573</b>	<b>95 657</b>	<b>50 596</b>	<b>220</b>	<b>(63 492)</b>	<b>148 495</b>
Charges d'exploitation	(14 370)	(11 099)	(16 400)	(92 808)	(48 779)	(756)	63 492	(120 720)
Amortissements et dépréciations des immobilisations corporelles et droits miniers	(6 148)	(925)	(316)	(1 192)	(643)	(86)	-	(9 310)
Quote-part du résultat net des sociétés mises en équivalence et autres éléments	285	1 503	(863)	(24)	1 367	18	-	2 286
Impôts du résultat opérationnel net	(6 303)	(785)	(185)	(275)	(311)	149	-	(7 710)
Ajustements <sup>(a)</sup>	(912)	(125)	(1 789)	(484)	1 232	(36)	-	(2 114)
<b>Résultat opérationnel net ajusté</b>	<b>7 699</b>	<b>3 437</b>	<b>1 598</b>	<b>1 842</b>	<b>998</b>	<b>(419)</b>	-	<b>15 155</b>
Ajustements <sup>(a)</sup>								(2 114)
Coût net de la dette nette								(1 029)
Intérêts ne conférant pas le contrôle								(210)
<b>Résultat net - part TotalEnergies</b>								<b>11 802</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 du secteur Integrated LNG.

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

9 mois 2024 (en millions de dollars)	Exploration - Production	Integrated LNG	Integrated Power	Raffinage - Chimie	Marketing & Services	Holding	Éliminations de consolidation	Total
Investissements	7 242	2 008	4 799	1 266	732	120	-	16 167
Désinvestissements	545	178	393	234	1 222	8	-	2 580
Flux de trésorerie d'exploitation	12 888	2 971	1 771	(24)	2 123	(1 382)	-	18 347

## **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

3 <sup>ème</sup> trimestre 2025	2 <sup>ème</sup> trimestre 2025	3 <sup>ème</sup> trimestre 2024	3 <sup>ème</sup> trimestre 2025 vs 3 <sup>ème</sup> trimestre 2024 (en millions de dollars)	9 mois 2025	9 mois 2024	9 mois 2025 vs 9 mois 2024
1 787	3 106	2 161	-17% Flux de trésorerie d'investissement ( a )	7 582	6 697	13%
-	-	-	ns Autres opérations avec les intérêts ne conférant pas le contrôle ( b )	-	-	ns
-	-	1	-100% Remboursement organique de prêts SME ( c )	-	1	-100%
-	-	-	ns Variation de dette de projets renouvelables ( d ) *	-	-	ns
80	89	100	-20% Capex liés aux contrats de location capitalisés ( e )	278	280	-1%
2	20	26	-92% Dépenses liées aux crédits carbone ( f )	24	29	-17%
<b>1 869</b>	<b>3 215</b>	<b>2 288</b>	<b>-18% Investissements nets ( a + b + c + d + e + f = g - i + h )</b>	<b>7 884</b>	<b>7 007</b>	<b>13%</b>
(53)	162	(42)	ns dont acquisitions nettes de cessions ( g - i )	225	51	x4,4
522	193	36	x14,5 Acquisitions ( g )	1 160	523	x2,2
575	31	78	x7,4 Cessions ( i )	935	472	98%
-	-	-	ns Variation de dette de projets renouvelables quote-part partenaire et plus-value de cession	-	-	ns
<b>1 922</b>	<b>3 053</b>	<b>2 330</b>	<b>-18% Dont investissements organiques ( h )</b>	<b>7 659</b>	<b>6 956</b>	<b>10%</b>
70	30	140	-50% Exploration capitalisée	209	364	-43%
38	42	46	-17% Augmentation des prêts non courants	162	155	5%
(47)	(49)	(11)	ns Remboursement des prêts non courants, hors remboursement organique de prêts SME	(125)	(72)	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

3 <sup>ème</sup> trimestre 2025	2 <sup>ème</sup> trimestre 2025	3 <sup>ème</sup> trimestre 2024	3 <sup>ème</sup> trimestre 2025 vs 3 <sup>ème</sup> trimestre 2024 (en millions de dollars)	9 mois 2025	9 mois 2024	9 mois 2025 vs 9 mois 2024
146	852	500	-71% Flux de trésorerie d'investissement ( a )	1 890	1 830	3%
-	-	-	ns Autres opérations avec les intérêts ne conférant pas le contrôle ( b )	-	-	ns
46	-	2	x23 Remboursement organique de prêts SME ( c )	47	3	x15,7
-	-	-	ns Variation de dette de projets renouvelables ( d ) *	-	-	ns
4	1	14	-71% Capex liés aux contrats de location capitalisés ( e )	4	33	-88%
-	-	-	ns Dépenses liées aux crédits carbone ( f )	-	-	ns
<b>196</b>	<b>853</b>	<b>516</b>	<b>-62% Investissements nets ( a + b + c + d + e + f = g - i + h )</b>	<b>1 941</b>	<b>1 866</b>	<b>4%</b>
(134)	110	65	ns dont acquisitions nettes de cessions ( g - i )	116	251	-54%
(60)	110	69	ns Acquisitions ( g )	194	268	-28%
74	-	4	x18,5 Cessions ( i )	78	17	x4,6
-	-	-	ns Variation de dette de projets renouvelables quote-part partenaire et plus-value de cession	-	-	ns
<b>330</b>	<b>743</b>	<b>451</b>	<b>-27% Dont investissements organiques ( h )</b>	<b>1 825</b>	<b>1 615</b>	<b>13%</b>
4	7	8	-50% Exploration capitalisée	13	30	-57%
174	187	214	-19% Augmentation des prêts non courants	543	540	1%
(345)	(25)	(79)	ns Remboursement des prêts non courants, hors remboursement organique de prêts SME	(375)	(158)	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

3ème trimestre 2025	2ème trimestre 2025	3ème trimestre 2024	3ème trimestre 2025 vs 3ème trimestre 2024 (en millions de dollars)		9 mois 2025	9 mois 2024	9 mois vs 2024
					2025	2024	9 mois 2024
692	2 156	2 221	-69%	<b>Flux de trésorerie d'investissement ( a )</b>	3 726	4 406	-15%
-	-	-	ns	Autres opérations avec les intérêts ne conférant pas le contrôle ( b )	-	-	ns
(1)	54	10	ns	Remboursement organique de prêts SME ( c )	58	10	x5,8
(242)	(221)		ns	Variation de dette de projets renouvelables ( d ) *	(463)	-	ns
-	-	5	-100%	Capex liés aux contrats de location capitalisés ( e )	-	6	-100%
-	-	-	ns	Dépenses liées aux crédits carbone ( f )	-	-	ns
<b>449</b>	<b>1 989</b>	<b>2 236</b>	<b>-80%</b>	<b>Investissements nets ( a + b + c + d + e + f = g - i + h )</b>	<b>3 321</b>	<b>4 422</b>	<b>-25%</b>
(147)	1 568	1 529	ns	dont acquisitions nettes de cessions ( g - i )	1 658	2 176	-24%
12	1 791	1 565	-99%	Acquisitions ( g )	2 048	2 443	-16%
159	223	36	x4,4	Cessions ( i )	390	267	46%
121	67	-	ns	Variation de dette de projets renouvelables quote-part partenaire et plus-value de cession	188	-	ns
<b>596</b>	<b>421</b>	<b>707</b>	<b>-16%</b>	<b>Dont investissements organiques ( h )</b>	<b>1 663</b>	<b>2 246</b>	<b>-26%</b>
-	-	-	ns	Exploration capitalisée	-	-	ns
162	150	135	20%	Augmentation des prêts non courants	580	679	-15%
(43)	(137)	(24)	ns	Remboursement des prêts non courants, hors remboursement organique de prêts SME	(226)	(116)	ns
(121)	(154)	-	ns	Variation de dette de projets renouvelables (quote-part TotalEnergies)	(275)	-	ns

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

### 1.4 Raffinage-Chimie

3ème trimestre 2025	2ème trimestre 2025	3ème trimestre 2024	3ème trimestre 2025 vs 3ème trimestre 2024 (en millions de dollars)		9 mois 2025	9 mois 2024	9 mois vs 2024
					2025	2024	9 mois 2024
385	309	319	21%	<b>Flux de trésorerie d'investissement ( a )</b>	930	1 032	-10%
-	-	-	ns	Autres opérations avec les intérêts ne conférant pas le contrôle ( b )	-	-	ns
-	-	44	-100%	Remboursement organique de prêts SME ( c )	-	17	-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>385</b>	<b>309</b>	<b>363</b>	<b>6%</b>	<b>Investissements nets ( a + b + c + d + e + f = g - i + h )</b>	<b>930</b>	<b>1 049</b>	<b>-11%</b>
(2)	(24)	34	ns	dont acquisitions nettes de cessions ( g - i )	(26)	(81)	ns
-	11	42	-100%	Acquisitions ( g )	11	77	-86%
2	35	8	-75%	Cessions ( i )	37	158	-77%
-	-	-	ns	Variation de dette de projets renouvelables quote-part partenaire et plus-value de cession	-	-	ns
<b>387</b>	<b>333</b>	<b>329</b>	<b>18%</b>	<b>Dont investissements organiques ( h )</b>	<b>956</b>	<b>1 130</b>	<b>-15%</b>
-	-	-	ns	Exploration capitalisée	-	-	ns
16	17	33	-52%	Augmentation des prêts non courants	43	98	-56%
(15)	(7)	(17)	ns	Remboursement des prêts non courants, hors remboursement organique de prêts SME	(28)	(27)	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

3ème trimestre 2025	2ème trimestre 2025	3ème trimestre 2024	3ème trimestre 2025 vs 3ème trimestre 2024	(en millions de dollars)	9 mois 2025	9 mois 2024	9 mois 2025 vs 9 mois 2024
160	196	310	-48%	<b>Flux de trésorerie d'investissement ( a )</b>	431	(490)	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>160</b>	<b>196</b>	<b>310</b>	<b>-48%</b>	<b>Investissements nets ( a + b + c + d + e + f = g - i + h )</b>	<b>431</b>	<b>(490)</b>	<b>ns</b>
(43)	(3)	78	ns	dont acquisitions nettes de cessions ( g - i )	(121)	(1 009)	ns
-	1	83	-100%	Acquisitions ( g )	3	102	-97%
43	4	5	x8,6	Cessions ( i )	124	1 111	-89%
-	-	-	ns	Variation de dette de projets renouvelables quote-part partenaire et plus-value de cession	-	-	ns
<b>203</b>	<b>199</b>	<b>232</b>	<b>-13%</b>	<b>Dont investissements organiques ( h )</b>	<b>552</b>	<b>519</b>	<b>6%</b>
-	-	-	ns	Exploration capitalisée	-	-	ns
18	26	16	13%	Augmentation des prêts non courants	62	84	-26%
1	(22)	(10)	ns	Remboursement des prêts non courants, hors remboursement organique de prêts SME	(38)	(89)	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

3ème trimestre 2025	2ème trimestre 2025	3ème trimestre 2024	3ème trimestre 2025 vs 3ème trimestre 2024	(en millions de dollars)	9 mois 2025	9 mois 2024	9 mois 2025 vs 9 mois 2024
					2025	2024	9 mois 2024
4 187	3 675	4 763	-12%	<b>Flux de trésorerie d'exploitation ( a )</b>	11 128	12 888	-14%
203	(85)	491	-59%	Diminution (augmentation) du besoin en fonds de roulement ( b )	(907)	(215)	ns
-	-	-	ns	Effet de stock ( c )	-	-	ns
-	-	-	ns	Plus-value de cession de projets renouvelables ( d )	-	-	ns
-	-	1	-100%	Remboursement organique de prêts SME ( e )	-	1	-100%
<b>3 984</b>	<b>3 760</b>	<b>4 273</b>	<b>-7%</b>	<b>Marge brute d'autofinancement (CFFO) ( f = a - b - c + d + e )</b>	<b>12 035</b>	<b>13 104</b>	<b>-8%</b>

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

**TotalEnergies**

(non audité)

### 2.2 Integrated LNG

3 <sup>ème</sup> trimestre 2025	2 <sup>ème</sup> trimestre 2025	3 <sup>ème</sup> trimestre 2024	3 <sup>ème</sup> trimestre 2025 vs 3 <sup>ème</sup> trimestre 2024 (en millions de dollars)	9 mois 2025	9 mois 2024	9 mois 2025 vs 9 mois 2024
789	539	830	-5% Flux de trésorerie d'exploitation ( a )	3 071	2 971	3%
(299)	(620)	(56)	ns Diminution (augmentation) du besoin en fonds de roulement ( b ) *	(424)	(482)	ns
-	-	-	ns Effet de stock ( c )	-	-	ns
-	-	-	ns Plus-value de cession de projets renouvelables ( d )	-	-	ns
46	-	2	x23 Remboursement organique de prêts SME ( e )	47	3	x15,7
<b>1 134</b>	<b>1 159</b>	<b>888</b>	<b>28% Marge brute d'autofinancement (CFFO) ( f = a - b - c + d + e )</b>	<b>3 542</b>	<b>3 456</b>	<b>2%</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.

### 2.3 Integrated Power

3 <sup>ème</sup> trimestre 2025	2 <sup>ème</sup> trimestre 2025	3 <sup>ème</sup> trimestre 2024	3 <sup>ème</sup> trimestre 2025 vs 3 <sup>ème</sup> trimestre 2024 (en millions de dollars)	9 mois 2025	9 mois 2024	9 mois 2025 vs 9 mois 2024
674	799	373	81% Flux de trésorerie d'exploitation ( a )	1 074	1 771	-39%
56	377	(253)	ns Diminution (augmentation) du besoin en fonds de roulement ( b ) *	(558)	(170)	ns
-	-	-	ns Effet de stock ( c )	-	-	ns
(6)	86	-	ns Plus-value de cession de projets renouvelables ( d )	80	-	ns
(1)	54	10	ns Remboursement organique de prêts SME ( e )	58	10	x5,8
<b>611</b>	<b>562</b>	<b>636</b>	<b>-4% Marge brute d'autofinancement (CFFO) ( f = a - b - c + d + e )</b>	<b>1 770</b>	<b>1 951</b>	<b>-9%</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.

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

TotalEnergies

(non audité)

### 2.4 Raffinage-Chimie

3ème trimestre 2025	2ème trimestre 2025	3ème trimestre 2024	3ème trimestre 2025 vs 3ème trimestre 2024		9 mois 2025	9 mois 2024	9 mois 2025 vs 9 mois 2024
				(en millions de dollars)	2025	2024	9 mois 2024
2 839	887	564	x5	<b>Flux de trésorerie d'exploitation ( a )</b>	1 743	(24)	ns
1 900	362	413	x4,6	Diminution (augmentation) du besoin en fonds de roulement ( b )	(281)	(2 325)	ns
(76)	(247)	(335)	ns	Effet de stock ( c )	(396)	(620)	ns
-	-	-	ns	Plus-value de cession de projets renouvelables ( d )	-	-	ns
-	-	44	-100%	Remboursement organique de prêts SME ( e )	-	17	-100%
<b>1 015</b>	<b>772</b>	<b>530</b>	<b>92%</b>	<b>Marge brute d'autofinancement (CFFO) ( f = a - b - c + d + e )</b>	<b>2 420</b>	<b>2 938</b>	<b>-18%</b>

### 2.5 Marketing & Services

3ème trimestre 2025	2ème trimestre 2025	3ème trimestre 2024	3ème trimestre 2025 vs 3ème trimestre 2024		9 mois 2025	9 mois 2024	9 mois 2025 vs 9 mois 2024
				(en millions de dollars)	2025	2024	9 mois 2024
287	628	581	-51%	<b>Flux de trésorerie d'exploitation ( a )</b>	1 483	2 123	-30%
(372)	(58)	63	ns	Diminution (augmentation) du besoin en fonds de roulement ( b )	(312)	525	ns
21	(25)	(129)	ns	Effet de stock ( c )	(38)	(187)	ns
-	-	-	ns	Plus-value de cession de projets renouvelables ( d )	-	-	ns
-	-	-	ns	Remboursement organique de prêts SME ( e )	-	-	ns
<b>638</b>	<b>711</b>	<b>647</b>	<b>-1%</b>	<b>Marge brute d'autofinancement (CFFO) ( f = a - b - c + d + e )</b>	<b>1 833</b>	<b>1 785</b>	<b>3%</b>

## 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 3 ème trimestre 2025	2 169	852	571	687	380	(80)	-	4 579
Résultat opérationnel net ajusté 2 ème trimestre 2025	1 974	1 041	574	389	412	(245)	-	4 145
Résultat opérationnel net ajusté 1 er trimestre 2025	2 451	1 294	506	301	240	(131)	-	4 661
Résultat opérationnel net ajusté 4 ème trimestre 2024	2 305	1 432	575	318	362	(173)	-	4 819
<b>Résultat opérationnel net ajusté ( a )</b>	<b>8 899</b>	<b>4 619</b>	<b>2 226</b>	<b>1 695</b>	<b>1 394</b>	<b>(629)</b>	<b>-</b>	<b>18 204</b>

#### Bilan au 30 septembre 2025

Immobilisations corporelles et incorporelles	87 453	29 195	15 681	12 725	7 111	797	-	152 962
Titres et prêts des sociétés mises en équivalence	4 498	16 983	10 257	4 137	1 093	-	-	36 968
Autres actifs non courants	2 504	2 285	1 705	748	1 083	344	-	8 669
<i>Stocks</i>	<i>1 674</i>	<i>1 076</i>	<i>596</i>	<i>10 196</i>	<i>3 516</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>17 058</i>
<i>Clients et comptes rattachés</i>	<i>5 533</i>	<i>5 828</i>	<i>4 045</i>	<i>17 547</i>	<i>8 328</i>	<i>1 300</i>	<i>(22 846)</i>	<i>19 735</i>
Autres créances	7 020	7 252	5 567	2 251	2 889	2 600	(5 746)	21 833
<i>Fournisseurs et comptes rattachés</i>	<i>(6 668)</i>	<i>(6 661)</i>	<i>(6 309)</i>	<i>(30 876)</i>	<i>(9 472)</i>	<i>(901)</i>	<i>22 825</i>	<i>(38 062)</i>
Autres créditeurs et dettes diverses	(11 225)	(7 587)	(4 810)	(5 175)	(5 546)	(6 690)	5 767	(35 266)
Besoin en fonds de roulement	(3 666)	(92)	(911)	(6 057)	(285)	(3 691)	-	(14 702)
Provisions et autres passifs non courants	(25 136)	(4 499)	(1 388)	(3 569)	(1 227)	902	-	(34 917)
Actifs et passifs destinés à être cédés ou échangés - Capitaux employés	449	-	1 616	-	-	-	-	2 065
<b>Capitaux employés (Bilan)</b>	<b>66 102</b>	<b>43 872</b>	<b>26 960</b>	<b>7 984</b>	<b>7 775</b>	<b>(1 648)</b>	<b>-</b>	<b>151 045</b>
Moins effet de stock	-	-	-	(861)	(210)	-	-	(1 071)
<b>Capitaux Employés au coût de remplacement ( b )</b>	<b>66 102</b>	<b>43 872</b>	<b>26 960</b>	<b>7 123</b>	<b>7 565</b>	<b>(1 648)</b>	<b>-</b>	<b>149 974</b>

#### Bilan au 30 septembre 2024

Immobilisations corporelles et incorporelles	83 224	25 426	15 517	12 365	6 808	676	-	144 016
Titres et prêts des sociétés mises en équivalence	3 850	15 609	9 341	4 117	1 046	-	-	33 963
Autres actifs non courants	3 896	2 096	1 286	741	1 210	324	-	9 553
<i>Stocks</i>	<i>1 444</i>	<i>1 595</i>	<i>617</i>	<i>11 277</i>	<i>3 599</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>18 532</i>
<i>Clients et comptes rattachés</i>	<i>5 801</i>	<i>6 146</i>	<i>4 270</i>	<i>16 506</i>	<i>8 770</i>	<i>1 067</i>	<i>(23 783)</i>	<i>18 777</i>
Autres créances	7 363	7 814	4 788	2 415	3 154	2 357	(5 958)	21 933
<i>Fournisseurs et comptes rattachés</i>	<i>(7 035)</i>	<i>(6 771)</i>	<i>(5 459)</i>	<i>(28 346)</i>	<i>(9 809)</i>	<i>(994)</i>	<i>23 746</i>	<i>(34 668)</i>
Autres créditeurs et dettes diverses	(9 658)	(8 693)	(4 542)	(5 596)	(6 015)	(6 207)	5 995	(34 716)
Besoin en fonds de roulement	(2 085)	91	(326)	(3 744)	(301)	(3 777)	-	(10 142)
Provisions et autres passifs non courants	(24 510)	(3 762)	(1 801)	(3 415)	(1 233)	791	-	(33 930)
Actifs et passifs destinés à être cédés ou échangés - Capitaux employés	484	-	572	-	-	-	-	1 056
<b>Capitaux employés (Bilan)</b>	<b>64 859</b>	<b>39 460</b>	<b>24 589</b>	<b>10 064</b>	<b>7 530</b>	<b>(1 986)</b>	<b>-</b>	<b>144 516</b>
Moins effet de stock	-	-	-	(1 014)	(205)	-	-	(1 219)
<b>Capitaux Employés au coût de remplacement ( c )</b>	<b>64 859</b>	<b>39 460</b>	<b>24 589</b>	<b>9 050</b>	<b>7 325</b>	<b>(1 986)</b>	<b>-</b>	<b>143 297</b>
<b>ROACE en pourcentage ( a / moyenne ( b + c ) )</b>	<b>13,6%</b>	<b>11,1%</b>	<b>8,6%</b>	<b>21,0%</b>	<b>18,7%</b>			<b>12,4%</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**

(en millions de dollars)	3 <sup>ème</sup> trimestre 2025	2 <sup>ème</sup> trimestre 2025	3 <sup>ème</sup> trimestre 2024	9 mois 2025	9 mois 2024
	2025	2025	2024	2025	2024
<b>Résultat net de l'ensemble consolidé ( a )</b>	<b>3 762</b>	<b>2 746</b>	<b>2 361</b>	<b>10 429</b>	<b>12 012</b>
Coût net de la dette nette ( b )	(499)	(486)	(379)	(1 370)	(1 029)
Eléments non-récurrents du résultat opérationnel net	(113)	(361)	(1 360)	(596)	(824)
Plus ou moins-value de cession	284	-	-	284	1 397
Charges de restructuration	(7)	-	(10)	(7)	(21)
Dépréciations et provisions exceptionnelles	(286)	(209)	(1 107)	(495)	(1 751)
Autres éléments	(104)	(152)	(243)	(378)	(449)
Effet de stock : écart FIFO / coût de remplacement, net d'impôt	(33)	(269)	(375)	(380)	(595)
Effet des variations de juste valeur	(172)	(283)	(84)	(610)	(695)
<b>Total des éléments d'ajustement du résultat opérationnel net ( c )</b>	<b>(318)</b>	<b>(913)</b>	<b>(1 819)</b>	<b>(1 586)</b>	<b>(2 114)</b>
<b>Résultat opérationnel net ajusté ( a - b - c )</b>	<b>4 579</b>	<b>4 145</b>	<b>4 559</b>	<b>13 385</b>	<b>15 155</b>