COMMUNIQUÉ DE PRESSE

Résultats du troisième trimestre 2026

TotalEnergies tire une nouvelle fois parti de son modèle intégré et de sa diversification géographique pour afficher un résultat net ajusté de 9,1 G$ et un cash-flow de 12,3 G$, en forte hausse sur le trimestre

- **Ratio d'endettement inférieur à 10 % dès la fin du troisième trimestre 2026**
- **Nouvelle opération d'augmentation de capital réservée aux salariés avec une décote de 20 % sur le prix des actions**
- **Maintien de l'acompte sur dividende à 0,90 €/action**
- **Rachat d'actions de 2,5 G$ pour le 4e trimestre 2026 et le 1er trimestre 2027**

	3T26	2T26	Variation vs 2T26	9M26	Variation vs 9M25
Marge brute d'autofinancement (CFFO)[1] (G$)	**12,3**	**9,8**	*+25%*	**30,6**	*+48%*
Résultat net ajusté (part TotalEnergies)[1]					
- en milliards de dollars (G$)	**9,1**	**6,0**	*+51%*	**20,5**	*+75%*
- en dollar par action (dilué)	4,03	2,68	*+51%*	9,19	*+78%*
Résultat net (part TotalEnergies) (G$)	8,3	5,4	*+52%*	19,5	*+91%*
EBITDA ajusté[1] (G$)	17,8	13,2	*+35%*	43,5	*+43%*
Ratio d'endettement[1] de 9,1 % au 30 septembre 2026 contre 13,1 % au 30 juin 2026.					

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

« Dans un environnement de prix élevés, marqué par des marges de raffinage à des niveaux historiques et un marché du gaz haussier, TotalEnergies tire une nouvelle fois pleinement parti de son modèle intégré et de sa diversification géographique pour afficher au troisième trimestre un résultat net ajusté de 9,1 G$ et un cash-flow de 12,3 G$, en forte hausse par rapport au trimestre précédent.

La production Oil & Gas du troisième trimestre s'établit à 2,474 Mbep/j, en croissance de plus de 3 % par rapport au trimestre précédent, bénéficiant notamment d'un moindre impact du conflit au Moyen-Orient limité à environ 5 % seulement de la production totale de la Compagnie en moyenne sur le trimestre. Sur un an, la croissance de la production hors impact du Moyen-Orient dépasse 4 %, soutenue par la montée en puissance des projets démarrés depuis 2025. Par ailleurs, avec les décisions d'investissement des projets Cronos à Chypre, Ima au Nigéria, Umm Shaif Gas Cap aux Émirats arabes unis et Absheron Ph2 en Azerbaïdjan prises ce trimestre, tous les projets participant à l'atteinte de l'objectif de croissance de la production de plus de 3 % par an à horizon 2030 sont désormais en phase d'exécution.

L'Exploration-Production affiche un résultat opérationnel net ajusté de 3,2 G$ et un cash-flow de 5,4 G$, reflétant la croissance de la production et la sensibilité au prix du pétrole en baisse et du gaz en hausse par rapport au trimestre précédent. La Compagnie a finalisé son entrée sur la licence PEL83 en Namibie comprenant la découverte Mopane, a participé à trois découvertes d'exploration en Norvège (Grimsnes) et en Angola (Bloc 0 et Bloc 17 – Violeta 4). En outre, TotalEnergies démontre une fois de plus son leadership dans la maîtrise des coûts, avec des coûts opératoires de 4,7 $/bep, ancrés sous les 5 $/bep.

Le secteur Integrated LNG réalise un résultat opérationnel net ajusté de 1,9 G$ et un cash-flow de 1,7 G$ au troisième trimestre 2026, en très forte hausse, bénéficiant notamment de l'augmentation de 20 % du prix moyen de vente du GNL et de la surperformance des activités de négoce de GNL et de gaz dans un marché haussier.

[1] 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.

L'Aval réalise un trimestre record avec un résultat opérationnel net ajusté de 4,1 G$ et un cash-flow de 4,6 G$, en hausse de près de 2 G$ par rapport au trimestre précédent. La hausse de près de 10 % des traitements des raffineries a permis de pleinement capturer les marges de raffinage historiquement élevées en Europe et dans le monde, les activités de négoce de pétrole maintenant une surperformance comparable à celle enregistrée aux deux trimestres précédents. Dans ce contexte de prix élevés, la Compagnie agit pour la sécurité d'approvisionnement du continent européen en maximisant l'utilisation de ses raffineries et en participant à l'importation de diesel depuis le Moyen-Orient. TotalEnergies a par ailleurs annoncé un renforcement de ses mesures de soutien aux consommateurs et aux acteurs économiques français face à la hausse des prix du diesel liée au conflit au Moyen-Orient.

Le secteur Integrated Power affiche un résultat opérationnel net ajusté de 0,6 G$ et un cash-flow de près de 0,8 G$, en hausse, bénéficiant d'une croissance de sa production de plus de 20 % au troisième trimestre et de la contribution attendue des actifs de TTEP sur un trimestre complet.

Les investissements nets s'établissent à 3,3 G$ au troisième trimestre et à 11,2 G$ sur les neuf premiers mois de l'année, en ligne avec la guidance annuelle de 15 G$. Le ratio d'endettement s'établit à 9,1 % en amélioration de 4 points par rapport au deuxième trimestre, bénéficiant d'un cash-flow disponible de plus de 6 G$ après dividendes.

Le Conseil d'administration s'est félicité de la très bonne performance opérationnelle de l'ensemble des secteurs de l'entreprise qui ont permis de capturer les prix élevés du marché. Il a autorisé une nouvelle opération d'augmentation de capital réservée aux salariés qui bénéficieront d'une décote de 20 % sur le prix des actions. Dans le cadre de l'objectif de distribution de 40 % du cash-flow aux actionnaires, il a confirmé le maintien du troisième acompte sur dividende au niveau de 0,90 €/action au titre de l'exercice 2026, en hausse de 5,9 % par rapport à 2025, ainsi que des rachats d'actions pour annulation à 2,5 G$ pour le quatrième trimestre et pour le premier trimestre 2027. »

1. Faits marquants [2]

Amont

- Namibie : finalisation de la transaction avec Galp portant sur l'acquisition par TotalEnergies d'une participation opérée de 40 % dans la licence PEL83, comprenant la découverte Mopane
- US : acquisition d'une participation de 25 % dans un portefeuille de 26 permis d'exploration aux US
- Angola :
    - Mise en production accélérée de la découverte d'Acacia-5 sur le Bloc 17
    - Acquisition d'une participation opérée de 40 % dans deux blocs d'exploration
- Azerbaïdjan : Décision Finale d'Investissement du développement d'Absheron Ph2
- Émirats arabes unis : Décision Finale d'Investissement du développement d'Umm Shaif Gas Cap, pour une production de plus de 600 Mpc/j de gaz d'ici 2030 et la valorisation des condensats associés
- Nigéria : cession à Vaaris d'une participation non-opérée de 10 % dans la JV Renaissance
- Afrique : signature d'un accord de partenariat avec Global Infrastructure Partners (GIP), portant sur des actifs d'infrastructures énergétiques en Afrique, pour une valeur de 1,8 G$
- Partenariat de 3 ans avec Mistral pour le développement de modèles de frontière d'intelligence artificielle dédiés à l'exploration et à l'ingénierie des réservoirs

Integrated LNG

- Papouasie Nouvelle Guinée : création d'une JV de commercialisation du GNL avec la société nationale Kumul Petroleum portant sur 2,4 Mt/an de GNL et signature d'un accord d'*offtake* de GNL pour un volume de 1,5 Mt/an
- Chypre : Décision Finale d'Investissement du champ gazier de Cronos pour un début de production en 2028
- Nigéria : Décision Finale d'Investissement du champ gazier d'Ima pour alimenter Nigeria LNG à partir de 2028

Integrated Power

- Europe :
    - Acquisition du portefeuille de 4 GW d'actifs renouvelables *onshore* de Shell
    - Cession à KKR de 50 % d'un portefeuille d'actifs développés de 1,2 GW
- États-Unis : apport par TotalEnergies d'un portefeuille de 700 MW de renouvelables à la JV avec KKR (50/50)

Aval

- France : rachat de l'ensemble des parts de l'usine de recyclage chimique de plastiques de Grandpuits

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

2. Principales données financières issues des comptes consolidés de TotalEnergies[1]

3T26	2T26	3T26 vs 2T26	3T25	En millions de dollars, sauf le taux d'imposition, le résultat par action et le nombre d'actions	9M26	9M25	9M26 vs 9M25
17 809	13 179	*+35%*	10 295	EBITDA ajusté [1]	43 540	30 489	*+43%*
9 712	6 871	*+41%*	4 659	Résultat opérationnel net ajusté des secteurs	22 883	13 841	*+65%*
3 157	3 231	*-2%*	2 169	Exploration-Production	8 964	6 594	*+36%*
1 885	807	*x2,3*	852	Integrated LNG	4 010	3 187	*+26%*
602	533	*+13%*	571	Integrated Power	1 680	1 651	*+2%*
3 601	1 800	*x2*	687	Raffinage-Chimie	7 000	1 377	*x5,1*
467	500	*-7%*	380	Marketing & Services	1 229	1 032	*+19%*
1 358	1 156	*+17%*	692	Quote-part du résultat net ajusté des sociétés mises en équivalence	3 223	2 109	*+53%*
37,0%	39,3%		37,7%	Taux moyen d'imposition [3]	38,3%	40,2%	
9 097	6 027	*+51%*	3 980	Résultat net ajusté (part TotalEnergies) [1]	20 518	11 750	*+75%*
4,03	2,68	*+51%*	1,77	Résultat net ajusté dilué par action (dollars) [4]	9,19	5,17	*+78%*
3,50	2,31	*+52%*	1,50	Résultat net ajusté dilué par action (euros) [5]	7,91	4,62	*+71%*
2 234	2 216	*+1%*	2 200	Nombre moyen pondéré dilué d'actions (millions)	2 202	2 225	*-1%*
8 263	5 438	*+52%*	3 683	Résultat net (part TotalEnergies)	19 511	10 221	*+91%*
4 789	4 694	*+2%*	3 473	Investissements organiques [1]	14 133	12 794	*+10%*
(1 510)	(1 247)	*ns*	(381)	Acquisitions nettes de cessions [1]	(2 929)	1 851	*ns*
3 279	3 447	*-5%*	3 092	Investissements nets [1]	11 204	14 645	*-23%*
12 255	9 804	*+25%*	7 061	Marge brute d'autofinancement (CFFO) [1]	30 635	20 671	*+48%*
12 634	10 188	*+24%*	7 443	Marge brute d'autofinancement hors frais financiers (DACF) [1]	31 801	21 663	*+47%*
15 390	10 858	*+42%*	8 349	Flux de trésorerie d'exploitation	29 609	16 872	*+75%*

Ratio d'endettement [1] de 9,1 % au 30 septembre 2026 contre 13,1 % au 30 juin 2026 et 17,3 % au 30 septembre 2025.

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

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

(5) Taux de change moyen €-$: 1,1505 au 3e trimestre 2026, 1,1629 au 2e trimestre 2026, 1,1681 au 3e trimestre 2025, 1,1610 sur les 9 premiers mois de 2026 et 1,1188 sur les 9 premiers mois de 2025.

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

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

3T26	2T26	3T26 vs 2T26	3T25		9M26	9M25	9M26 vs 9M25
97,0	103,8	*-7%*	69,1	Brent ($/b)	93,9	70,9	*+32%*
2,9	2,9	*-2%*	3,1	Henry Hub ($/Mbtu)	3,1	3,5	*-11%*
21,5	15,6	*+38%*	11,3	TTF ($/Mbtu)	17,0	12,5	*+36%*
22,8	17,5	*+31%*	11,7	JKM ($/Mbtu)	18,2	12,7	*+44%*
87,1	91,6	*-5%*	66,5	Prix moyen de vente liquides ($/b) [6],[7] Filiales consolidées	83,9	67,9	*+23%*
7,00	5,55	*+26%*	5,50	Prix moyen de vente gaz ($/Mbtu) [6],[8] Filiales consolidées	6,04	5,92	*+2%*
12,28	10,20	*+20%*	8,91	Prix moyen de vente GNL ($/Mbtu) [6],[9] Filiales consolidées et sociétés mises en équivalence	10,18	9,36	*+9%*
33,2	13,5	*x2,5*	8,4	Indicateur de marge de raffinage européen (ERM) ($/b) [6],[10]	19,4	5,7	*x3,4*

3.2 Émissions de gaz à effet de serre [11]

3T26	2T26	3T26 vs 2T26	3T25	Émissions Scope 1+2 [12] ($MtCO_2e$)	9M26	9M25	9M26 vs 9M25
8,5	7,3	*+16%*	8,4	Scope 1+2 périmètre opéré [1]	23,6	24,8	*-5%*
6,9	6,4	*+8%*	7,1	dont Oil & Gas	20,2	21,4	*-6%*
1,6	0,9	*+78%*	1,3	dont CCGT	3,4	3,4	-
11,7	10,2	*+15%*	11,0	Scope 1+2 périmètre ESRS [1]	32,3	32,7	*-1%*

3T26	2T26	3T26 vs 2T26	3T25	Émissions de Méthane ($ktCH_4$)	9M26	9M25	9M26 vs 9M25
4	4	-	5	Émissions de méthane périmètre opéré [1]	12	17	*-29%*

Émissions trimestrielles estimées.

Les émissions de Scope 3[13] Catégorie 11 des neuf premiers mois de 2026 sont estimées à 243 Mt CO_2e.

(6) Ne prend pas en compte les activités de négoce de pétrole, de gaz et de GNL, respectivement.
(7) Ventes en $ / Ventes en volume pour les filiales consolidées.
(8) Ventes en $ / Ventes en volume pour les filiales consolidées.
(9) Ventes en $ / Ventes en volume pour les filiales consolidées et sociétés mises en équivalence.
(10) Cet indicateur de marché pour le raffinage européen, calculé sur la base de prix de marché publics ($/b), utilise un panier de pétroles bruts, des rendements en produits pétroliers et des coûts variables représentatifs de l'outil de raffinage européen de TotalEnergies.
(11) Les gaz à effet de serre (GES) désignent les sept gaz à effet de serre du protocole de Kyoto, à savoir le CO_2, CH_4, N_2O, les HFC, les PFC, le SF_6 et le NF_3, avec leurs PRG (pouvoir de réchauffement global) à 100 ans respectifs tels que donnés par le rapport du GIEC le plus récent. Les HFC, PFC, le SF_6 et le NF_3 sont quasiment absents des émissions de la Compagnie et ne sont pas comptabilisés par la Compagnie.
(12) Les émissions de GES Scope 1+2 se définissent comme la somme des émissions directes de GES émanant de sites ou d'activités faisant partie du périmètre de *reporting* des indicateurs liés au changement climatique et des émissions indirectes de GES résultant de la production d'électricité, de vapeur, de chaleur ou de froid achetés ou acquis, et consommés par les sites ou activités faisant partie du périmètre de *reporting* des indicateurs liés au changement climatique, nettes des ventes éventuelles d'énergie, sans inclure les gaz industriels achetés (H_2). En l'absence de mention contraire, TotalEnergies rapporte les émissions de GES Scope 2 suivant la méthode fondée sur le marché (*market based*), comme définie par le GHG Protocol.
(13) En l'absence de mention contraire, TotalEnergies rapporte les émissions de GES Scope 3, catégorie 11, qui correspondent aux émissions indirectes de GES liées à la phase d'utilisation directe des produits vendus au cours de leur durée de vie attendue (c'est-à-dire les émissions de scope 1 et de scope 2 des utilisateurs finaux qui ont lieu pendant la combustion des produits énergétiques) conformément à la définition du *Corporate Value Chain (Scope 3) Accounting and Reporting Standard Supplement to the GHG Protocol*. La Compagnie suit les méthodologies sectorielles pour l'*oil & gas* publiées par l'IPIECA, conformes aux méthodologies du GHG Protocol. Afin d'éviter les doubles comptages, cette méthodologie comptabilise le volume le plus important sur les chaînes de valeur pétrole ou gaz, à savoir soit la production soit les ventes en vue d'un usage final. Le point le plus élevé pour chaque chaine de valeur pour l'année 2026 sera déterminé au regard de la réalisation sur l'ensemble de l'année, TotalEnergies fournissant des estimations au fur et à mesure des trimestres. À ces ventes ou production est appliqué un facteur d'émission stœchiométrique (oxydation des molécules en dioxyde de carbone) pour obtenir une quantité d'émissions. Conformément au *Technical Guidance for Calculating Scope 3 Emissions Supplement to the Corporate Value Chain (Scope 3) Accounting and Reporting Standard* qui définit les utilisateurs finaux comme les consommateurs et clients professionnels qui utilisent les produits finaux et au guide IPIECA *Estimating petroleum industry value chain (Scope 3) greenhouse gas emissions* en application duquel le *reporting* des émissions liées aux produits énergétiques achetés pour revente à des utilisateurs non finaux (c'est-à-dire pour du négoce) est optionnel, TotalEnergies ne rapporte pas les émissions associées aux activités de négoce.

3.3 Production [14]

3T26	2T26	3T26 vs 2T26	3T25	Production d'hydrocarbures	9M26	9M25	9M26 vs 9M25
2 474	2 395	*+3%*	2 508	Production d'hydrocarbures (kbep/j)	2 474	2 523	*-2%*
1 400	1 298	*+8%*	1 407	Pétrole (y compris bitumes) (kb/j)	1 342	1 369	*-2%*
1 074	1 097	*-2%*	1 101	Gaz (y compris Condensats et LGN associés) (kbep/j)	1 132	1 154	*-2%*
2 474	2 395	*+3%*	2 508	Production d'hydrocarbures (kbep/j)	2 474	2 523	*-2%*
1 510	1 410	*+7%*	1 553	Liquides (kb/j)	1 467	1 525	*-4%*
5 209	5 330	*-2%*	5 182	Gaz (Mpc/j)	5 444	5 409	*+1%*

Au troisième trimestre, la production d'hydrocarbures a été de 2 474 milliers de barils équivalent pétrole par jour, en hausse de plus de 3 % par rapport au deuxième trimestre, bénéficiant d'un retour progressif à la normale de la production de pétrole au Moyen-Orient.

La production d'hydrocarbures est en baisse de 1 % sur un an, en raison des éléments suivants :

- +4 % lié aux démarrages et à la montée en puissance de projets, notamment Mero-4 et Lapa SW au Brésil, Anchor et Ballymore aux États-Unis, Begonia et Clov Phase 3 en Angola, Mabruk en Libye et Ratawi en Irak,
- +2 % lié à une meilleure disponibilité des installations,
- -2 % lié au déclin naturel des champs,
- -5 % lié à l'impact du conflit au Moyen-Orient.

Hors impact du conflit au Moyen-Orient, la production serait en hausse de plus de 4 % sur un an.

[14] Production de la Compagnie = production de l'EP + production d'Integrated LNG.

4. Analyse des résultats des secteurs

4.1 Exploration-Production

4.1.1 Production

3T26	2T26	3T26 vs 2T26	3T25	Production d'hydrocarbures	9M26	9M25	9M26 vs 9M25
1 963	1 845	*+6%*	2 026	EP (kbep/j)	1 918	1 986	*-3%*
1 446	1 342	*+8%*	1 501	Liquides (kb/j)	1 399	1 460	*-4%*
2 739	2 668	*+3%*	2 782	Gaz (Mpc/j)	2 756	2 799	*-2%*

4.1.2 Résultats

3T26	2T26	3T26 vs 2T26	3T25	En millions de dollars, sauf le taux moyen d'imposition	9M26	9M25	9M26 vs 9M25
3 157	3 231	*-2%*	2 169	Résultat opérationnel net ajusté	8 964	6 594	*+36%*
263	137	*+92%*	177	Quote-part du résultat net ajusté des sociétés mises en équivalence	539	503	*+7%*
49,2%	45,4%		48,5%	Taux moyen d'imposition [15]	48,0%	49,4%	
2 921	2 231	*+31%*	1 922	Investissements organiques [1]	7 876	7 659	*+3%*
(321)	(348)	*ns*	(53)	Acquisitions nettes de cessions [1]	(896)	225	*ns*
2 600	1 883	*+38%*	1 869	Investissements nets [1]	6 980	7 884	*-11%*
5 389	5 777	*-7%*	3 984	Marge brute d'autofinancement (CFFO) [1]	15 730	12 035	*+31%*
4 905	5 546	*-12%*	4 187	Flux de trésorerie d'exploitation	13 420	11 128	*+21%*

Le résultat opérationnel net ajusté et la marge brute d'autofinancement (CFFO) de l'Exploration-Production se sont établis à 3 157 M$ et 5 389 M$ respectivement, reflétant la croissance de la production et les sensibilités au prix du pétrole en baisse et du gaz en hausse, par rapport au trimestre précédent.

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

4.2 Integrated LNG

4.2.1 Production

3T26	2T26	3T26 vs 2T26	3T25	Production d'hydrocarbures pour le GNL	9M26	9M25	9M26 vs 9M25
511	550	*-7%*	482	Integrated LNG (kbep/j)	556	537	*+4%*
64	68	*-6%*	52	Liquides (kb/j)	68	65	*+6%*
2 470	2 662	*-7%*	2 400	Gaz (Mpc/j)	2 688	2 610	*+3%*

3T26	2T26	3T26 vs 2T26	3T25	GNL (Mt)	9M26	9M25	9M26 vs 9M25
9,8	10,7	*-9%*	10,4	Ventes totales de GNL	32,9	31,6	*+4%*
3,5	3,9	*-9%*	3,4	incl. Ventes issues des quotes-parts de production *	11,5	11,2	*+2%*
9,4	9,8	*-4%*	9,2	incl. Ventes par TotalEnergies issues des quotes-parts de production et d'achats auprès de tiers	30,1	28,0	*+8%*

* 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 7 % sur le trimestre du fait d'opérations de maintenance programmées, notamment sur Angola LNG et Ichthys LNG.

4.2.2 Résultats

3T26	2T26	3T26 vs 2T26	3T25	En millions de dollars, sauf le prix moyen de vente GNL	9M26	9M25	9M26 vs 9M25
12,28	10,20	*+20%*	8,91	Prix moyen de vente GNL ($/Mbtu) * Filiales consolidées et sociétés mises en équivalence	10,18	9,36	*+9%*
1 885	807	*x2,3*	852	Résultat opérationnel net ajusté	4 010	3 187	*+26%*
574	705	*-19%*	423	Quote-part du résultat net ajusté des sociétés mises en équivalence	1 710	1 471	*+16%*
328	908	*-64%*	330	Investissements organiques [1]	1 646	1 825	*-10%*
(1 162)	4	*ns*	(134)	Acquisitions nettes de cessions [1]	(1 066)	116	*ns*
(834)	912	*ns*	196	Investissements nets [1]	580	1 941	*-70%*
1 724	833	*x2,1*	1 134	Marge brute d'autofinancement (CFFO) [1]	4 342	3 542	*+23%*
1 213	2 137	*-43%*	789	Flux de trésorerie d'exploitation	2 230	3 071	*-27%*

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

Le résultat opérationnel net ajusté et la marge brute d'autofinancement (CFFO) du segment Integrated LNG ont fortement progressé, respectivement à 1 885 M$ et 1 724 M$, portés par une hausse de 20 % des prix de vente du GNL et par la surperformance des activités de négoce de GNL et de gaz, dans un contexte de marché haussier compte tenu de la poursuite du conflit sur le détroit d'Ormuz et de la saisonnalité de la demande.

4.3 Integrated Power

4.3.1 Productions, capacités, clients et ventes

3T26	2T26	3T26 vs 2T26	3T25	Integrated Power	9M26	9M25	9M26 vs 9M25
17,9	14,8	*+21%*	12,6	Production nette d'électricité (TWh) *	44,3	35,5	*+25%*
9,6	9,6	-	8,2	dont à partir de sources renouvelables	27,3	23,3	*+17%*
8,3	5,2	*+61%*	4,5	dont à partir de capacités flexibles à gaz	17,0	12,2	*+39%*
33,8	33,4	*+1%*	25,2	Capacités nettes installées de génération électrique (GW) **	33,8	25,2	*+34%*
21,5	21,1	*+2%*	18,7	dont renouvelables	21,5	18,7	*+15%*
12,3	12,2	*+1%*	6,5	dont capacités flexibles à gaz	12,3	6,5	*+88%*
105,9	105,8	-	106,0	Capacités brutes en portefeuille de génération électrique renouvelable (GW) **,***	105,9	106,0	-
37,9	37,4	*+1%*	32,3	dont capacités installées	37,9	32,3	*+17%*
6,2	6,1	*+1%*	6,0	Clients électricité - BtB et BtC (Million) **	6,2	6,0	*+3%*
2,7	2,7	*-1%*	2,7	Clients gaz - BtB et BtC (Million) **	2,7	2,7	*-1%*
11,9	11,6	*+3%*	10,6	Ventes électricité - BtB et BtC (TWh)	38,7	35,6	*+9%*
10,6	14,5	*-27%*	11,6	Ventes gaz - BtB et BtC (TWh)	56,6	62,2	*-9%*

* Solaire, éolien, hydroélectricité et capacités flexibles à gaz.
** Données à fin de période.
*** Dont 17,25 % des capacités brutes de Adani Green Energy Ltd, 50 % des capacités brutes de Clearway Energy Group et 49 % des capacités brutes de Casa dos Ventos.

La production nette d'électricité s'établit à 44,3 TWh sur les neuf premiers mois de 2026, en hausse de 25 % sur un an et en ligne avec l'objectif de 60 TWh en 2026. Elle reflète la croissance du portefeuille intégré de génération électrique, portée notamment par la mise en service de nouvelles capacités renouvelables et une contribution des actifs de TTEP conforme aux attentes.

4.3.2 Résultats

3T26	2T26	3T26 vs 2T26	3T25	En millions de dollars	9M26	9M25	9M26 vs 9M25
602	533	*+13%*	571	Résultat opérationnel net ajusté	1 680	1 651	*+2%*
142	168	*-15%*	48	Quote-part du résultat net ajusté des sociétés mises en équivalence	362	114	*x3,2*
1 135	920	*+23%*	596	Investissements organiques [(1)]	2 878	1 663	*+73%*
(25)	(749)	*ns*	(147)	Acquisitions nettes de cessions [(1)]	(851)	1 658	*ns*
1 110	171	*x6,5*	449	Investissements nets [(1)]	2 027	3 321	*-39%*
774	721	*+7%*	611	Marge brute d'autofinancement (CFFO) [(1)]	2 069	1 770	*+17%*
1 636	(239)	*ns*	674	Flux de trésorerie d'exploitation	1 252	1 074	*+17%*

Le résultat opérationnel net ajusté et la marge brute d'autofinancement (CFFO) du secteur Integrated Power se sont établis respectivement à 602 M$ et 774 M$ sur le trimestre, soutenus par la contribution de TTEP sur un trimestre complet. Elle se décompose entre les activités de production (incluant renouvelables et centrales à gaz) pour environ 55 % et les activités de commercialisation (B2B, B2C et *trading*) pour environ 45 %.

4.4 Aval (Raffinage-Chimie et Marketing & Services)

4.4.1 Résultats

3T26	2T26	3T26 vs 2T26	3T25	En millions de dollars	9M26	9M25	9M26 vs 9M25
4 068	2 300	*+77%*	1 067	Résultat opérationnel net ajusté	8 229	2 409	*x3,4*
319	540	*-41%*	590	Investissements organiques [1]	1 513	1 508	-
(4)	(156)	*ns*	(45)	Acquisitions nettes de cessions [1]	(121)	(147)	*ns*
315	384	*-18%*	545	Investissements nets [1]	1 392	1 361	*+2%*
4 622	2 877	*+61%*	1 653	Marge brute d'autofinancement (CFFO) [1]	9 635	4 253	*x2,3*
7 912	4 114	*+92%*	3 126	Flux de trésorerie d'exploitation	14 658	3 226	*x4,5*

4.5 Raffinage-Chimie

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

3T26	2T26	3T26 vs 2T26	3T25	Volumes raffinés et taux d'utilisation	9M26	9M25	9M26 vs 9M25
1 555	1 426	*+9%*	1 478	Total volumes raffinés (kb/j)	1 535	1 538	-
426	354	*+21%*	481	France	414	460	*-10%*
688	684	*+1%*	595	Reste de l'Europe	683	618	*+11%*
441	389	*+13%*	402	Reste du monde	438	461	*-5%*
88%	80%		84%	Taux d'utilisation sur bruts traités *	86%	87%	

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

3T26	2T26	3T26 vs 2T26	3T25	Production de produits pétrochimiques et taux d'utilisation	9M26	9M25	9M26 vs 9M25
1 165	1 100	*+6%*	1 326	Monomères * (kt)	3 448	3 740	*-8%*
1 152	1 165	*-1%*	1 174	Polymères (kt)	3 476	3 474	-
75%	71%		84%	Taux d'utilisation des vapocraqueurs **	73%	79%	

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

Les volumes raffinés sont en hausse de près de 10 % sur le trimestre, portés par le bon fonctionnement de toutes les raffineries en Europe et aux États-Unis (Port Arthur) et le retour progressif à pleine capacité de la raffinerie de SATORP en Arabie saoudite.

4.5.2 Résultats

3T26	2T26	3T26 vs 2T26	3T25	En millions de dollars, sauf l'ERM	9M26	9M25	9M26 vs 9M25
33,2	13,5	*x2,5*	8,4	Indicateur de marge de raffinage européen (ERM) ($/b) *	19,4	5,7	*x3,4*
3 601	1 800	*x2*	687	Résultat opérationnel net ajusté	7 000	1 377	*x5,1*
150	366	*-59%*	387	Investissements organiques [1]	1 034	956	*+8%*
(1)	(1)	*ns*	(2)	Acquisitions nettes de cessions [1]	73	(26)	*ns*
149	365	*-59%*	385	Investissements nets [1]	1 107	930	*+19%*
3 943	2 030	*+94%*	1 015	Marge brute d'autofinancement (CFFO) [1]	7 689	2 420	*x3,2*
6 290	3 565	*+76%*	2 839	Flux de trésorerie d'exploitation	11 419	1 743	*x6,6*

* Cet indicateur de marché pour le raffinage européen, calculé sur la base de prix de marché publics ($/b), utilise un panier de pétroles bruts, des rendements en produits pétroliers et des coûts variables représentatifs de l'outil de raffinage européen de TotalEnergies. Ne prend pas en compte les activités de négoce de pétrole.

Le résultat opérationnel net ajusté et la marge brute d'autofinancement (CFFO) du secteur Raffinage-Chimie s'établissent à 3 601 M$ et 3 943 M$ respectivement, démontrant la capacité du secteur à capturer la hausse historique des marges de raffinage en Europe et dans le monde, les activités de négoce de pétrole maintenant une surperformance comparable à celle enregistrée aux deux trimestres précédents.

4.6 Marketing & Services

4.6.1 Ventes de produits pétroliers

3T26	2T26	3T26 vs 2T26	3T25	Ventes en kb/j*	9M26	9M25	9M26 vs 9M25
1 218	1 213	-	1 269	Total des ventes du Marketing & Services	1 221	1 286	*-5%*
711	732	*-3%*	744	Europe	719	749	*-4%*
507	481	*+5%*	525	Reste du monde	502	537	*-6%*

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

Les ventes de produits pétroliers sont en baisse de 4 % par rapport au troisième trimestre 2025 reflétant l'élasticité de la demande aux prix élevés.

4.6.2 Résultats

3T26	2T26	3T26 vs 2T26	3T25	En millions de dollars	9M26	9M25	9M26 vs 9M25
467	500	*-7%*	380	Résultat opérationnel net ajusté	1 229	1 032	*+19%*
169	174	*-3%*	203	Investissements organiques [(1)]	479	552	*-13%*
(3)	(155)	*ns*	(43)	Acquisitions nettes de cessions [(1)]	(194)	(121)	*ns*
166	19	*x8,7*	160	Investissements nets [(1)]	285	431	*-34%*
679	847	*-20%*	638	Marge brute d'autofinancement (CFFO) [(1)]	1 946	1 833	*+6%*
1 622	549	*x3*	287	Flux de trésorerie d'exploitation	3 239	1 483	*x2,2*

Le résultat opérationnel net ajusté du secteur Marketing & Services s'élève à 467 M$, en croissance de 23 % sur un an, la hausse des marges unitaires ayant plus que compensé la baisse des volumes.

La marge brute d'autofinancement (CFFO) s'élève à 679 M$ au troisième trimestre 2026, en hausse de 6 % 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 9 712 M$ au troisième trimestre 2026, contre 6 871 M$ au deuxième trimestre, en raison de la croissance des productions, de la hausse des marges de raffinage en Europe et dans le monde, de la hausse des prix du gaz et de la performance significative des activités de négoce de GNL et de gaz.

5.2 Résultat net ajusté [(1)] (part TotalEnergies)

Le résultat net ajusté part TotalEnergies s'établit à 9 097 M$ au troisième trimestre 2026 contre 6 027 M$ au deuxième trimestre.

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

Les éléments d'ajustement du résultat net représentent un montant de -0,8 G$ au troisième trimestre 2026, constitués principalement de :

- 1,5 G$ d'effets de variation de stocks et de juste valeur,
- -1,9 G$ de dépréciations, en particulier sur le périmètre éolien offshore d'Integrated Power et sur la participation de TotalEnergies dans Hanwha TotalEnergies Petrochemical Co., Ltd.

Le taux moyen d'imposition de TotalEnergies est de 37,0 % au troisième trimestre 2026 contre 39,3 % au deuxième trimestre 2026.

5.3 Résultat net ajusté (part TotalEnergies) par action

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

- 4,03 $ au troisième trimestre 2026, calculé sur la base d'un nombre moyen pondéré dilué d'actions de 2 234 millions, contre 2,68 $ au deuxième trimestre 2026,
- 9,19 $ sur les neuf premiers mois de 2026, calculé sur la base d'un nombre moyen pondéré dilué d'actions de 2 202 millions, contre 5,17 $ un an plus tôt.

Au 30 septembre 2026, le nombre d'actions dilué était de 2 232 millions.

TotalEnergies a procédé au rachat* de :

- 17,5 millions d'actions au troisième trimestre 2026, pour un montant de 1,5 G$,
- 43,8 millions d'actions sur les neuf premiers mois de 2026, pour un montant de 3,74 G$.

5.4 Acquisitions - cessions

Les acquisitions ont représenté 240 M$ au troisième trimestre 2026, notamment liés à l'entrée dans la concession de Bab Gas Cap aux Émirats arabes unis.

Les cessions ont représenté 1 750 M$ au troisième trimestre 2026, notamment liés à l'accord avec Global Infrastructure Partners (GIP) portant sur des actifs d'infrastructures énergétiques en Afrique.

5.5 Cash-flow net [(1)]

Le cash-flow net de TotalEnergies ressort à 8 976 M$ au troisième trimestre 2026 contre 6 357 M$ le trimestre précédent, compte tenu de la hausse de 2 451 M$ de la marge brute d'autofinancement (CFFO) combinée à la baisse de 168 M$ des investissements nets sur le trimestre.

Le flux de trésorerie d'exploitation est de 15 390 M$ au troisième trimestre 2026, pour une marge brute d'autofinancement (CFFO) de 12 255 M$, impacté positivement par une diminution du besoin en fonds de roulement de 3,1 G$ compte tenu notamment d'une augmentation de la dette fournisseurs liée aux taux de fret et de l'augmentation des dettes fiscales liées à la hausse des prix.

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

5.6 Rentabilité

La rentabilité des capitaux propres s'est établie à 19,6 % sur la période du 1er octobre 2025 au 30 septembre 2026.

En millions de dollars	Période du 1er octobre 2025 au 30 septembre 2026	Période du 1er juillet 2025 au 30 juin 2026	Période du 1er octobre 2024 au 30 septembre 2025
Résultat net ajusté [1]	24 581	19 477	16 431
Capitaux propres retraités moyens	125 107	122 739	116 051
Rentabilité des capitaux propres (ROE)	**19,6%**	**15,9%**	**14,2%**

La rentabilité des capitaux employés moyens[1] s'est établie à 17,4 % sur la période du 1er octobre 2025 au 30 septembre 2026.

En millions de dollars	Période du 1er octobre 2025 au 30 septembre 2026	Période du 1er juillet 2025 au 30 juin 2026	Période du 1er octobre 2024 au 30 septembre 2025
Résultat opérationnel net ajusté [1]	26 646	21 608	18 204
Capitaux Employés moyens [1]	153 100	155 138	146 636
ROACE [1]	**17,4%**	**13,9%**	**12,4%**

6. Comptes sociaux de TotalEnergies SE

Le résultat de TotalEnergies SE, société mère, s'établit à 2 728 millions d'euros au troisième trimestre 2026 contre 3 618 millions d'euros au deuxième trimestre 2026.

7. Sensibilités sur l'année 2026 [16]

	Variation	Impact estimé sur le résultat opérationnel net ajusté	Impact estimé sur la marge brute d'autofinancement
Dollar	+/- 0,1 $ par €	-/+ 0,1 G$	~0 G$
Prix moyen de vente liquides [17]	+/- 10 $/b	+/- 2,3 G$	+/- 2,8 G$
Prix du gaz européen - TTF	+/- 2 $/Mbtu	+/- 0,4 G$	+/- 0,4 G$
Indicateur de marge de raffinage européen (ERM)	+/- 1 $/b	+/- 0,3 G$	+/- 0,4 G$

[16] Sensibilités mises à jour une fois par an, à l'occasion de la publication des résultats du 4e trimestre de l'année précédente. Les sensibilités indiquées sont des estimations préparées sur la base de la vision actuelle de TotalEnergies de son portefeuille 2026. Les résultats réels peuvent varier significativement des estimations qui résulteraient de l'application de ces sensibilités. L'impact de la sensibilité $/€ sur le résultat opérationnel net ajusté est attribuable pour l'essentiel au Raffinage-Chimie.

[17] Environnement Brent à 60-70 $/b.

8. Perspectives

En ce début de quatrième trimestre, les prix du pétrole se maintiennent au-dessus de 100 $/b, reflétant la poursuite des tensions au Moyen-Orient. Sur les marchés de produits pétroliers, la situation est fortement volatile, marquée par les perturbations des approvisionnements en provenance du Golfe et les stocks mondiaux au plus bas.

Les prix du gaz européens sur les marchés *forward* restent orientés à la hausse dans la perspective de la demande hivernale compte tenu de la poursuite du conflit au Moyen-Orient. 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 en hausse à plus de 14 $/Mbtu au quatrième trimestre 2026.

Hors impact du conflit au Moyen-Orient, la production du quatrième trimestre est attendue en hausse de plus de 3 % par rapport au quatrième trimestre 2025, en ligne avec la *guidance* de croissance annuelle. L'impact du conflit sur les productions est actuellement en baisse par rapport au troisième trimestre et représente moins de 5 % de la production totale de la Compagnie, principalement du fait d'exports limités des volumes de GNL via le détroit d'Ormuz.

Les traitements des raffineries sont attendus à un niveau comparable à celui du troisième trimestre, bénéficiant du retour à pleine capacité de la plateforme SATORP en Arabie saoudite et malgré un arrêt de 20 jours de la plateforme de Normandie.

La Compagnie confirme ses investissements prévus pour l'année pour un montant net prévu à environ 15 G$ sur 2026, en ligne avec la *guidance* annuelle.

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 14 h 00 (heure de Paris) avec les analystes financiers, vous pouvez vous connecter au site de la Compagnie **totalenergies.com** ou composer le +33 (0) 1 70 91 87 04, +44 (0) 12 1281 8004 ou +1 718 705 8796. L'enregistrement de cette conférence sera disponible sur le site de la Compagnie **totalenergies.com** à l'issue de l'événement.

* * * *

Contacts TotalEnergies

Relations Médias : +33 (0)1 47 44 46 99 I presse@totalenergies.com I @TotalEnergiesPR
Relations Investisseurs : +33 (0)1 47 44 46 46 I ir@totalenergies.com

9. Principales données opérationnelles des secteurs

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

3T26	2T26	3T26 vs 2T26	3T25	Production combinée liquides/gaz par zone géographique (kbep/j)	9M26	9M25	9M26 vs 9M25
517	517	-	515	Europe	535	536	-
408	414	*-1%*	433	Afrique	418	427	*-2%*
776	671	*+16%*	864	Moyen-Orient et Afrique du Nord	741	854	*-13%*
512	513	-	476	Amériques	504	446	*+13%*
261	280	*-7%*	220	Asie Pacifique	276	260	*+6%*
2 474	2 395	*+3%*	2 508	Production totale	2 474	2 523	*-2%*
383	375	*+2%*	361	dont filiales mises en équivalence	371	375	*-1%*

3T26	2T26	3T26 vs 2T26	3T25	Production de liquides par zone géographique (kb/j)	9M26	9M25	9M26 vs 9M25
208	202	*+3%*	204	Europe	206	207	*-1%*
294	286	*+3%*	317	Afrique	293	312	*-6%*
637	537	*+19%*	696	Moyen-Orient et Afrique du Nord	597	684	*-13%*
277	283	*-2%*	249	Amériques	273	223	*+22%*
94	102	*-8%*	87	Asie Pacifique	98	99	-
1 510	1 410	*+7%*	1 553	Production totale	1 467	1 525	*-4%*
167	120	*+39%*	161	dont filiales mises en équivalence	140	161	*-13%*

3T26	2T26	3T26 vs 2T26	3T25	Production de gaz par zone géographique (Mpc/j)	9M26	9M25	9M26 vs 9M25
1 654	1 693	*-2%*	1 675	Europe	1 764	1 771	-
574	656	*-13%*	588	Afrique	633	578	*+10%*
761	736	*+3%*	928	Moyen-Orient et Afrique du Nord	793	940	*-16%*
1 310	1 275	*+3%*	1 260	Amériques	1 282	1 237	*+4%*
910	970	*-6%*	731	Asie Pacifique	972	883	*+10%*
5 209	5 330	*-2%*	5 182	Production totale	5 444	5 409	*+1%*
1 150	1 374	*-16%*	1 120	dont filiales mises en équivalence	1 248	1 176	*+6%*

9.2 Aval (Raffinage-Chimie et Marketing & Services)

3T26	2T26	3T26 vs 2T26	3T25	Ventes de produits raffinés par zone géographique (kb/j)	9M26	9M25	9M26 vs 9M25
1 731	1 704	*+2%*	1 839	Europe	1 748	1 806	*-3%*
478	445	*+7%*	566	Afrique	485	600	*-19%*
1 033	1 141	*-9%*	978	Amériques	1 110	1 036	*+7%*
730	721	*+1%*	1 128	Reste du monde	816	976	*-16%*
3 972	4 011	*-1%*	4 510	Total des ventes	4 159	4 418	*-6%*
365	343	*+6%*	354	dont ventes massives raffinage	356	359	*-1%*
2 389	2 455	*-3%*	2 887	dont négoce international	2 582	2 773	*-7%*

3T26	2T26	3T26 vs 2T26	3T25	Production de produits pétrochimiques* (kt)	9M26	9M25	9M26 vs 9M25
1 045	1 030	*+1%*	976	Europe	3 063	2 792	*+10%*
791	734	*+8%*	773	Amériques	2 201	2 217	*-1%*
482	501	*-4%*	751	Moyen-Orient et Asie	1 660	2 205	*-25%*

* Oléfines, polymères.

9.3 Integrated Power

9.3.1 Production nette d'électricité

Production nette d'électricité (TWh)	3T26						2T26					
	Solaire	Eolien terrestre	Eolien en mer	Gaz	Autres	**Total**	Solaire	Eolien terrestre	Eolien en mer	Gaz	Autres	**Total**
France	0,3	0,2	0,0	1,5	0,0	**2,0**	0,3	0,2	0,0	0,6	0,0	**1,2**
Reste de l'Europe	0,2	0,4	0,2	4,5	0,5	**5,9**	0,2	0,4	0,2	2,7	0,4	**3,9**
Afrique	0,0	-	-	-	0,1	**0,2**	0,0	-	-	-	0,1	**0,1**
Moyen Orient	0,4	-	-	0,4	-	**0,8**	0,4	-	-	0,3	-	**0,7**
Amérique du Nord	1,5	0,5	-	1,9	-	**3,9**	1,3	0,6	-	1,4	-	**3,4**
Amérique du Sud	0,2	1,2	-	-	-	**1,4**	0,1	1,0	-	-	-	**1,1**
Inde	2,4	0,7	-	-	-	**3,1**	3,1	0,7	-	-	-	**3,8**
Asie Pacifique	0,5	0,0	0,1	-	-	**0,6**	0,4	0,0	0,1	-	-	**0,5**
Total	**5,5**	**3,1**	**0,3**	**8,3**	**0,7**	**17,9**	**5,9**	**2,9**	**0,3**	**5,2**	**0,5**	**14,8**

9.3.2 Capacités nettes installées de génération électrique

Capacités nettes installées de génération électrique (GW) [18]	3T26						2T26					
	Solaire	Eolien terrestre	Eolien en mer	Gaz	Autres	**Total**	Solaire	Eolien terrestre	Eolien en mer	Gaz	Autres	**Total**
France	0,8	0,6	0,0	2,7	0,2	**4,3**	0,8	0,6	0,0	2,7	0,2	**4,3**
Reste de l'Europe	0,7	1,1	0,3	7,4	0,4	**9,9**	0,8	1,1	0,3	7,3	0,4	**9,8**
Afrique	0,1	-	-	-	0,1	**0,2**	0,1	-	-	-	0,1	**0,2**
Moyen Orient	0,6	-	-	0,3	-	**1,0**	0,6	-	-	0,3	-	**1,0**
Amérique du Nord	3,1	0,9	-	1,9	0,5	**6,4**	3,1	0,9	-	2,0	0,5	**6,5**
Amérique du Sud	1,0	1,2	-	-	-	**2,2**	0,9	1,2	-	-	-	**2,1**
Inde	7,3	0,7	-	-	0,4	**8,4**	7,2	0,7	-	-	0,3	**8,1**
Asie Pacifique	1,2	0,0	0,2	-	-	**1,4**	1,2	0,0	0,2	-	-	**1,4**
Total	**14,9**	**4,4**	**0,5**	**12,3**	**1,7**	**33,8**	**14,8**	**4,4**	**0,5**	**12,2**	**1,5**	**33,4**

[18] Données à fin de période.

9.3.3 Capacités brutes de génération électrique renouvelable

Capacités brutes installées de génération électrique renouvelable (GW) [19],[20]	3T26					2T26				
	Solaire	Eolien terrestre	Eolien en mer	Autres	**Total**	Solaire	Eolien terrestre	Eolien en mer	Autres	**Total**
France	1,4	0,9	0,0	0,3	**2,6**	1,4	0,9	0,0	0,2	**2,5**
Reste de l'Europe	0,9	1,8	1,1	0,5	**4,4**	0,9	1,8	1,1	0,5	**4,4**
Afrique	0,4	0,0	0,0	0,4	**0,7**	0,4	0,0	0,0	0,4	**0,7**
Moyen Orient	1,6	0,0	0,0	0,0	**1,6**	1,6	0,0	0,0	0,0	**1,6**
Amérique du Nord	7,8	2,3	0,0	1,2	**11,3**	7,8	2,3	0,0	1,2	**11,3**
Amérique du Sud	1,2	1,9	0,0	0,0	**3,1**	1,2	1,9	0,0	0,0	**3,0**
Inde	10,4	0,7	0,0	0,4	**11,5**	10,3	0,7	0,0	0,3	**11,2**
Asie Pacifique	1,9	0,0	0,6	0,0	**2,6**	1,9	0,0	0,6	0,0	**2,6**
Total	**25,6**	**7,7**	**1,8**	**2,8**	**37,9**	**25,4**	**7,6**	**1,8**	**2,5**	**37,4**

Capacités brutes en construction de génération électrique renouvelable (GW) [19],[20]	3T26					2T26				
	Solaire	Eolien terrestre	Eolien en mer	Autres	**Total**	Solaire	Eolien terrestre	Eolien en mer	Autres	**Total**
France	0,1	0,1	0,0	0,0	**0,3**	0,1	0,1	0,0	0,0	**0,3**
Reste de l'Europe	0,7	0,1	0,8	0,8	**2,4**	0,7	0,1	0,8	0,7	**2,3**
Afrique	0,2	0,2	0,0	0,0	**0,3**	0,2	0,2	0,0	0,0	**0,3**
Moyen Orient	1,3	0,2	0,0	0,0	**1,5**	1,3	0,2	0,0	0,0	**1,5**
Amérique du Nord	1,8	0,4	0,0	0,3	**2,5**	1,8	0,4	0,0	0,3	**2,5**
Amérique du Sud	0,7	0,7	0,0	0,3	**1,7**	0,7	0,8	0,0	0,3	**1,7**
Inde	0,7	0,0	0,0	0,0	**0,7**	0,3	0,0	0,0	0,0	**0,3**
Asie Pacifique	0,6	0,0	0,0	0,0	**0,6**	0,5	0,0	0,0	0,0	**0,5**
Total	**6,1**	**1,8**	**0,8**	**1,4**	**10,0**	**5,6**	**1,8**	**0,8**	**1,3**	**9,6**

Capacités brutes en développement de génération électrique renouvelable (GW) [19],[20]	3T26					2T26				
	Solaire	Eolien terrestre	Eolien en mer	Autres	**Total**	Solaire	Eolien terrestre	Eolien en mer	Autres	**Total**
France	0,7	0,4	1,5	0,3	**2,9**	0,9	0,5	1,5	0,0	**2,8**
Reste de l'Europe	3,6	2,0	13,9	4,1	**23,7**	3,7	1,9	14,3	4,3	**24,3**
Afrique	1,1	0,6	0,0	0,0	**1,7**	1,1	0,5	0,0	0,0	**1,6**
Moyen Orient	0,8	0,0	0,0	0,0	**0,8**	0,8	0,0	0,0	0,0	**0,8**
Amérique du Nord	11,1	3,4	0,0	4,4	**19,0**	10,8	3,1	0,0	4,9	**18,8**
Amérique du Sud	0,6	1,0	0,0	0,0	**1,7**	0,7	1,0	0,0	0,0	**1,8**
Inde	1,0	0,0	0,0	0,0	**1,0**	1,4	0,0	0,0	0,0	**1,4**
Asie Pacifique	2,5	1,1	2,6	1,1	**7,3**	2,6	1,1	2,6	1,1	**7,3**
Total	**21,6**	**8,6**	**18,0**	**9,9**	**58,0**	**21,9**	**8,1**	**18,4**	**10,4**	**58,8**

(19) Dont 17,25 % des capacités brutes de Adani Green Energy Ltd, 50 % des capacités brutes de Clearway Energy Group, et 49 % des capacités brutes de Casa dos Ventos.
(20) Données à fin de période.

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

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

3T26	2T26	3T25	En millions de dollars	9M26	9M25
8 263	**5 438**	**3 683**	**Résultat net (part TotalEnergies)**	**19 511**	**10 221**
(2 320)	(268)	(93)	Eléments non-récurrents du résultat net (part TotalEnergies)	(3 619)	(541)
(114)	(17)	284	Plus ou moins value de cession	121	284
-	(30)	(7)	Charges de restructuration	(52)	(7)
(1 945)	-	(286)	Dépréciations et provisions exceptionnelles	(3 093)	(495)
(261)	(221)	(84)	Autres éléments	(595)	(323)
1 227	(290)	(32)	Effet de stock : écart FIFO / coût de remplacement, net d'impôt	2 444	(378)
259	(31)	(172)	Effet des variations de juste valeur	168	(610)
(834)	**(589)**	**(297)**	**Total des éléments d'ajustement du résultat net (part TotalEnergies)**	**(1 007)**	**(1 529)**
9 097	**6 027**	**3 980**	**Résultat net ajusté (part TotalEnergies)**	**20 518**	**11 750**

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

3T26	2T26	3T26 vs 2T26	3T25	En millions de dollars	9M26	9M25	9M26 vs 9M25
8 263	**5 438**	***+52%***	**3 683**	**Résultat net (part TotalEnergies)**	**19 511**	**10 221**	***+91%***
834	589	*+42%*	297	Moins: éléments d'ajustement du résultat net (part TotalEnergies)	1 007	1 529	*-34%*
9 097	**6 027**	***+51%***	**3 980**	**Résultat net ajusté (part TotalEnergies)**	**20 518**	**11 750**	***+75%***
				Éléments ajustés			
67	45	*+49%*	80	Plus: intérêts ne conférant pas le contrôle	190	210	*-10%*
4 741	3 365	*+41%*	2 281	Plus: charge / (produit) d'impôt	11 430	7 314	*+56%*
3 233	3 075	*+5%*	3 277	Plus: amortissements et dépréciations des immobilisations corporelles et droits miniers	9 405	9 381	-
116	95	*+22%*	104	Plus: amortissements et dépréciations des immobilisations incorporelles	301	283	*+6%*
821	817	-	808	Plus: coût de l'endettement financier brut	2 429	2 349	*+3%*
(266)	(245)	*ns*	(235)	Moins: produits et charges de trésorerie et d'équivalents de trésorerie	(733)	(798)	*ns*
17 809	**13 179**	***+35%***	**10 295**	**EBITDA Ajusté**	**43 540**	**30 489**	***+43%***

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

3T26	2T26	3T26 vs 2T26	3T25	En millions de dollars	9M26	9M25	9M26 vs 9M25
				Éléments ajustés			
61 622	57 334	*+7%*	43 844	Produits des ventes	168 472	136 419	*+23%*
(37 008)	(37 734)	*ns*	(26 940)	Achats, nets de variation de stocks	(103 861)	(86 036)	*ns*
(8 160)	(7 954)	*ns*	(7 555)	Autres charges d'exploitation	(24 677)	(22 685)	*ns*
(134)	(95)	*ns*	(64)	Charges d'exploration	(362)	(242)	*ns*
146	338	*-57%*	303	Autres produits	669	1 094	*-39%*
(222)	(164)	*ns*	(101)	Autres charges hors amortissements et dépréciations des immobilisations incorporelles	(500)	(550)	*ns*
391	482	*-19%*	324	Autres produits financiers	1 167	1 040	*+12%*
(184)	(184)	*ns*	(208)	Autres charges financières	(591)	(660)	*ns*
1 358	1 156	*+17%*	692	Quote-part du résultat net des sociétés mises en équivalence	3 223	2 109	*+53%*
17 809	**13 179**	***+35%***	**10 295**	**EBITDA Ajusté**	**43 540**	**30 489**	***+43%***
				Éléments ajustés			
(3 233)	(3 075)	*ns*	(3 277)	Moins: amortissements et dépréciations des immobilisations corporelles et droits miniers	(9 405)	(9 381)	*ns*
(116)	(95)	*ns*	(104)	Moins: amortissements et dépréciations des immobilisations incorporelles	(301)	(283)	*ns*
(821)	(817)	*ns*	(808)	Moins: coût de l'endettement financier brut	(2 429)	(2 349)	*ns*
266	245	*+9%*	235	Plus: produits et charges de trésorerie et d'équivalents de trésorerie	733	798	*-8%*
(4 741)	(3 365)	*ns*	(2 281)	Moins: produit (charge) d'impôt	(11 430)	(7 314)	*ns*
(67)	(45)	*ns*	(80)	Moins: intérêts ne conférant pas le contrôle	(190)	(210)	*ns*
(834)	(589)	*ns*	(297)	Plus: éléments d'ajustements (part TotalEnergies)	(1 007)	(1 529)	*ns*
8 263	**5 438**	***+52%***	**3 683**	**Résultat net (part TotalEnergies)**	**19 511**	**10 221**	***+91%***

10.3 Investissements – Désinvestissements

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

3T26	2T26	3T26 vs 2T26	3T25	En millions de dollars	9M26	9M25	9M26 vs 9M25
4 962	**3 276**	***+51%***	**3 203**	**Flux de trésorerie d'investissement (a) ***	**12 550**	**14 697**	***-15%***
(1 815)	-	*ns*	-	Autres opérations avec des intérêts ne conférant pas le contrôle (b)	(1 815)	-	*ns*
14	57	*-75%*	45	Remboursement organique de prêts SME (c)	120	105	*+14%*
-	50	*-100%*	(242)	Variation de dettes de projets renouvelables (d) **	64	(463)	*ns*
88	63	*+40%*	84	Capex liés aux contrats de location capitalisés (e)	226	282	*-20%*
30	1	*x30*	2	Dépenses liées aux crédits carbone (f)	59	24	*x2,5*
3 279	**3 447**	***-5%***	**3 092**	**Investissements nets (a + b + c + d + e + f = g - i + h)**	**11 204**	**14 645**	***-23%***
(1 510)	(1 247)	*ns*	(381)	Dont acquisitions nettes de cessions (g - i)	(2 929)	1 851	*ns*
240	141	*+70%*	474	Acquisitions (g)	773	3 416	*-77%*
1 750	1 388	*+26%*	855	Cessions (i)	3 702	1 565	*x2,4*
-	68	*-100%*	121	Variation de dette de projets renouvelables quote-part partenaires et plus-value de cession	50	188	*-73%*
4 789	4 694	*+2%*	3 473	Dont investissements organiques (h)	14 133	12 794	*+10%*
137	88	*+55%*	74	Exploration capitalisée	299	222	*+34%*
413	452	*-9%*	408	Augmentation des prêts non courants	1 166	1 401	*-17%*
(202)	(1 017)	*ns*	(449)	Remboursement des prêts non courants, hors remboursement organique de prêts SME	(1 495)	(808)	*ns*
-	118	*-100%*	(121)	Variation de dettes de projets renouvelables quote-part TotalEnergies	114	(275)	*ns*

* Les flux de trésorerie d'investissement n'incluent pas les augmentations d'immobilisations corporelles résultant de l'accord de portage d'Apache sur le projet GranMorgu du bloc offshore 58 au Suriname qui ont donné lieu à un financement spécifique des fournisseurs comptabilisé en dettes financières. Ces augmentations s'établissent à 153 millions de dollars au 2e trimestre 2026, 207 millions de dollars au 3e trimestre 2026, et 578 millions de dollars sur les neuf premiers mois de 2026. Le règlement de ces fournisseurs est classé en flux de financement.

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

10.4 Cash-flow

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

3T26	2T26	3T26 vs 2T26	3T25	En millions de dollars	9M26	9M25	9M26 vs 9M25
15 390	**10 858**	***+42%***	**8 349**	**Flux de trésorerie d'exploitation (a)**	**29 609**	**16 872**	***+75%***
1 593	1 667	*-4%*	1 382	Diminution (augmentation) du besoin en fonds de roulement (b) *	(3 733)	(3 180)	*ns*
1 556	(506)	*ns*	(55)	Effet de stock (c)	2 899	(434)	*ns*
0	50	*-100%*	(6)	Plus-value de cession de projets renouvelables (d)	72	80	*-10%*
14	57	*-75%*	45	Remboursement organique de prêts SME (e)	120	105	*+14%*
12 255	**9 804**	***+25%***	**7 061**	**Marge brute d'autofinancement (CFFO) (f = a - b - c + d + e)**	**30 635**	**20 671**	***+48%***
(379)	(384)	*ns*	(382)	Frais financiers	(1 166)	(992)	*ns*
12 634	**10 188**	***+24%***	**7 443**	**Marge brute d'autofinancement hors frais financiers (DACF)**	**31 801**	**21 663**	***+47%***
4 789	4 694	*+2%*	3 473	Investissements organiques (g)	14 133	12 794	*+10%*
7 466	**5 110**	***+46%***	**3 588**	**Cash-flow après investissements organiques (f - g)**	**16 502**	**7 877**	***x2,1***
3 279	3 447	*-5%*	3 092	Investissements nets (h)	11 204	14 645	*-23%*
8 976	**6 357**	***+41%***	**3 969**	**Cash-flow net (f - h)**	**19 431**	**6 026**	***x3,2***

* 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	30/09/2026	30/06/2026	30/09/2025
Dettes financières courantes *	11 966	11 229	11 830
Autres passifs financiers courants	180	209	568
Actifs financiers courants *,**	(3 327)	(3 720)	(4 607)
Actifs et passifs financiers destinés à être cédés ou échangés *	731	114	49
Dettes financières non courantes *	40 960	41 157	41 296
Actifs financiers non courants *	(2 510)	(1 601)	(1 168)
Total trésorerie et équivalents de trésorerie	(34 208)	(27 678)	(23 415)
Dette nette (a)	**13 792**	**19 710**	**24 553**
Capitaux propres (part TotalEnergies)	132 698	128 408	115 281
Intérêts minoritaires (ne conférant pas le contrôle)	4 268	2 545	2 384
Capitaux propres (b)	**136 966**	**130 953**	**117 665**
Ratio d'endettement = a / (a + b)	**9,1%**	**13,1%**	**17,3%**
Dette nette de location (c)	*8 773*	*8 904*	*8 827*
Ratio d'endettement y compris dette nette de location (a+c)/(a+b+c)	*14,1%*	*17,9%*	*22,1%*

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

10.6 Rentabilité des capitaux employés moyens

Période du 1er octobre 2025 au 30 septembre 2026

En millions de dollars	Exploration-Production	Integrated LNG	Integrated Power	Raffinage-Chimie	Marketing & Services	Compagnie
Résultat opérationnel net ajusté	10 769	4 932	2 244	8 001	1 570	26 646
Capitaux employés au 30/09/2025	66 102	43 872	26 960	7 123	7 565	149 974
Capitaux employés au 30/09/2026	69 581	51 030	29 648	3 087	4 671	156 226
ROACE	**15,9%**	**10,4%**	**7,9%**	**156,7%**	**25,7%**	**17,4%**

10.7 Retour à l'actionnaire (Pay-out)

En millions de dollars	9M26	9M25	2025
Dividendes payés (actionnaires de la société mère)	6 372	5 961	8 121
Rachat d'actions propres hors frais et taxes	3 744	5 997	7 496
Pay-out ratio	**33%**	**56%**	**55%**

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 disponible : indicateur alternatif de performance dont l'agrégat IFRS le plus proche est le flux de trésorerie d'exploitation. Le cash-flow disponible correspond au Cash-flow net moins les flux de trésorerie avec les intérêts ne conférant pas le contrôle, la rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée, les remboursements de la dette nette de location et la variation de capital des actionnaires de la société mère. Le cash-flow disponible 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 nets et certains flux de trésorerie de financement. Cet indicateur de performance correspond aux flux de trésorerie disponibles pour rembourser les autres dettes et affecter de la trésorerie à la distribution de dividendes aux actionnaires de la société mère ou au rachat d'actions.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Retour à l'actionnaire (*Pay-out*) : indicateur alternatif de performance. Il se définit comme le ratio entre les dividendes et les rachats d'actions destinées à être annulées rapportés 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 de la Compagnie et est utilisé par la Compagnie pour comparer sa performance avec celle de ses pairs.

Avertissement

Sauf indication contraire, les termes « TotalEnergies », « compagnie TotalEnergies » et « Compagnie » qui figurent dans ce document sont utilisés pour désigner TotalEnergies SE et les entités consolidées que TotalEnergies SE contrôle directement ou indirectement. De même, les termes « nous », « nos » et « notre » peuvent également être utilisés pour faire référence à ces entités ou à leurs collaborateurs. Les entités dans lesquelles TotalEnergies SE détient directement ou indirectement une participation sont des personnes morales distinctes et autonomes. Le terme « Société » utilisé dans ce document est utilisé pour désigner exclusivement TotalEnergies SE, société mère de la Compagnie.

Ce communiqué de presse présente les résultats du troisième trimestre 2026 et des neuf premiers mois de l'année 2026, issus des comptes consolidés de TotalEnergies SE au 30 septembre 2026 (non audités). Les comptes consolidés de TotalEnergies SE au 30 septembre 2026 ont fait l'objet d'un examen limité par les Commissaires aux comptes. L'annexe aux comptes consolidés (non audités) est disponible sur le site de la Société, www.totalenergies.com.

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

Ces déclarations prospectives peuvent être identifiées par l'utilisation du futur, du conditionnel ou de termes à caractère prospectif tels que « sera », « devrait », « pourrait », « serait », « peut », « vraisemblablement », « envisager », « avoir l'intention », « anticiper », « croire », « estimer », « considérer », « planifier », « prévoir », « penser », « avoir pour objectif », « avoir pour ambition », « s'engager », « viser » ou toute terminologie similaire. Ces déclarations prospectives contenues dans ce document sont fondées sur des données économiques, hypothèses et estimations établies dans un contexte économique, concurrentiel et réglementaire donné et considérées comme raisonnables par TotalEnergies à la date de publication du présent document.

Ces déclarations prospectives ne sont pas des données historiques et ne doivent pas être interprétées comme des garanties que les perspectives, objectifs ou ambitions énoncés seront réalisés. Elles sont incertaines et sont susceptibles d'évoluer ou d'être modifiées avec un écart significatif entre les résultats réels et ceux envisagés, en raison notamment des incertitudes liées à l'environnement économique, financier, concurrentiel et réglementaire, ou en raison de la matérialisation de facteurs de risque tels que, notamment, les fluctuations des prix du pétrole brut et du gaz naturel, l'évolution de la demande et des prix des produits pétroliers, les variations dans la production et l'estimation des réserves, la capacité à réduire les coûts et à améliorer l'efficacité opérationnelle sans perturber indûment les opérations, les changements législatifs et réglementaires, notamment en matière d'environnement et de climat, les fluctuations monétaires, les innovations technologiques, les conditions et événements météorologiques, ainsi que les évolutions sociodémographiques, économiques et politiques, les changements dans les conditions de marché, la perte de parts de marché, les modifications des préférences des consommateurs ou les pandémies, ainsi que les autres facteurs de risque décrits 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 des États-Unis (« SEC »), ainsi que les autres rapports déposés ou transmis à la SEC. De même, certaines informations financières reposent sur des estimations notamment lors de l'évaluation de la valeur recouvrable des actifs et des montants des éventuelles dépréciations d'actifs.

Les décisions relatives à de futures distributions de dividendes ou d'accompte, postérieurs à l'acompte sur dividende payable le 2 avril 2027 (ou le 20 avril 2027 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 termes de liquidité, ses perspectives, les prix des matières premières et tout autre élément jugé pertinent par le Conseil d'administration.

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

TotalEnergies SE et ses filiales n'ont aucune obligation, ne prennent aucun engagement et déclinent expressément toute responsabilité vis-à-vis des investisseurs ou de toute autre partie prenante de mettre à jour ou de réviser, en particulier en raison d'informations nouvelles ou d'événements futurs, tout ou partie des déclarations, informations prospectives, tendances ou objectifs contenus dans ce document. Par ailleurs, la Société n'a pas vérifié et n'est pas tenue de vérifier les données ou informations fournies par ou provenant de tiers contenues dans ce document ou utilisées pour les hypothèses, estimations ou, plus généralement, les données prospectives publiées dans ce document. Les utilisateurs sont invités à les vérifier de façon indépendante avant de s'y fier. 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 (Form 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 opérationnel net ajusté.

Ces éléments d'ajustement comprennent :

(i) **les éléments non récurrents**

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Avertissement aux investisseurs américains – Tout investisseur américain est prié de se reporter au *Form 20-F* publié par TotalEnergies SE, File N ° 1-10888, disponible au 2, place Jean Millier – Arche Nord Coupole/Regnault – 92078 Paris-La Défense Cedex, France, ou sur le site internet de la Société totalenergies.com. Ce document est également disponible auprès de la SEC en appelant le 1-800-SEC-0330 ou sur le site internet de la SEC.

Comptes TotalEnergies

Comptes consolidés du troisième trimestre 2026, normes IFRS

Compte de résultat consolidé

TotalEnergies

(non audité)

(en millions de dollars)[a]	3ème trimestre 2026	2ème trimestre 2026	3ème trimestre 2025
Chiffre d'affaires	66 819	61 771	48 691
Droits d'accises	(4 960)	(4 674)	(4 847)
Produits des ventes	61 859	57 097	43 844
Achats, nets de variation de stocks	(35 205)	(38 308)	(27 191)
Autres charges d'exploitation	(8 719)	(8 038)	(7 591)
Charges d'exploration	(134)	(95)	(64)
Amortissements et dépréciations des immobilisations corporelles et droits miniers	(4 180)	(3 075)	(3 280)
Autres produits	146	330	778
Autres charges	(403)	(279)	(528)
Coût de l'endettement financier brut	(821)	(817)	(808)
Produits et charges de trésorerie et d'équivalents de trésorerie	266	245	265
Coût de l'endettement financier net	(555)	(572)	(543)
Autres produits financiers	391	482	366
Autres charges financières	(184)	(184)	(208)
Quote-part du résultat net des sociétés mises en équivalence	427	1 271	602
Produit (Charge) d'impôt	(5 080)	(3 154)	(2 423)
Résultat net de l'ensemble consolidé	**8 363**	**5 475**	**3 762**
Part TotalEnergies	8 263	5 438	3 683
Intérêts ne conférant pas le contrôle	100	37	79
Résultat net par action (en dollars)	3,69	2,44	1,65
Résultat net dilué par action (en dollars)	3,66	2,41	1,64

(a) Excepté pour les résultats nets par action.

Résultat global consolidé

TotalEnergies

(non audité)

(en millions de dollars)	3ème trimestre 2026	2ème trimestre 2026	3ème trimestre 2025
Résultat net de l'ensemble consolidé	**8 363**	**5 475**	**3 762**
Autres éléments du résultat global			
Pertes et gains actuariels	–	21	(2)
Variation de juste valeur des placements en instruments de capitaux propres	(74)	(29)	(96)
Effet d'impôt	25	(7)	19
Écart de conversion de consolidation de la société mère	(311)	(857)	(2)
Sous-total des éléments ne pouvant faire l'objet d'un reclassement en résultat	**(360)**	**(872)**	**(81)**
Écart de conversion de consolidation	125	573	(230)
Couverture de flux futurs	2 510	454	(346)
Variation du basis spread des opérations en monnaie étrangère	7	1	6
Quote-part du résultat global des sociétés mises en équivalence, net d'impôt	327	63	(112)
Autres éléments	1	2	5
Effet d'impôt	(650)	(113)	81
Sous-total des éléments pouvant faire l'objet d'un reclassement en résultat	**2 320**	**980**	**(596)**
Total autres éléments du résultat global (après impôt)	**1 960**	**108**	**(677)**
Résultat global	**10 323**	**5 583**	**3 085**
– *Part TotalEnergies*	*10 226*	*5 531*	*3 001*
– *Intérêts ne conférant pas le contrôle*	*97*	*52*	*84*

Compte de résultat consolidé

TotalEnergies

(non audité)

(en millions de dollars)[a]	9 mois 2026	9 mois 2025
Chiffre d'affaires	182 753	150 572
Droits d'accises	(14 281)	(14 153)
Produits des ventes	168 472	136 419
Achats, nets de variation de stocks	(100 860)	(87 204)
Autres charges d'exploitation	(25 432)	(22 989)
Charges d'exploration	(362)	(242)
Amortissements et dépréciations des immobilisations corporelles et droits miniers	(10 461)	(9 536)
Autres produits	947	1 569
Autres charges	(1 907)	(1 106)
Coût de l'endettement financier brut	(2 429)	(2 349)
Produits et charges de trésorerie et d'équivalents de trésorerie	733	882
Coût de l'endettement financier net	(1 696)	(1 467)
Autres produits financiers	1 167	1 113
Autres charges financières	(591)	(660)
Quote-part du résultat net des sociétés mises en équivalence	2 515	1 794
Produit (Charge) d'impôt	(12 022)	(7 262)
Résultat net de l'ensemble consolidé	**19 770**	**10 429**
Part TotalEnergies	19 511	10 221
Intérêts ne conférant pas le contrôle	259	208
Résultat net par action (en dollars)	8,82	4,53
Résultat net dilué par action (en dollars)	8,73	4,49

(a) Excepté pour les résultats nets par action.

Résultat global consolidé

TotalEnergies

(non audité)

(en millions de dollars)	9 mois 2026	9 mois 2025
Résultat net de l'ensemble consolidé	**19 770**	**10 429**
Autres éléments du résultat global		
Pertes et gains actuariels	22	14
Variation de juste valeur des placements en instruments de capitaux propres	9	(32)
Effet d'impôt	(7)	—
Écart de conversion de consolidation de la société mère	(2 960)	8 688
Sous-total des éléments ne pouvant faire l'objet d'un reclassement en résultat	**(2 936)**	**8 670**
Écart de conversion de consolidation	2 602	(6 939)
Couverture de flux futurs	3 901	(1 014)
Variation du basis spread des opérations en monnaie étrangère	12	25
Quote-part du résultat global des sociétés mises en équivalence, net d'impôt	545	(386)
Autres éléments	4	12
Effet d'impôt	(998)	237
Sous-total des éléments pouvant faire l'objet d'un reclassement en résultat	**6 066**	**(8 065)**
Total autres éléments du résultat global (après impôt)	**3 130**	**605**
Résultat global	**22 900**	**11 034**
– *Part TotalEnergies*	*22 641*	*10 760*
– *Intérêts ne conférant pas le contrôle*	*259*	*274*

Bilan consolidé

TotalEnergies

(en millions de dollars)	30 septembre 2026 *(non audité)*	30 juin 2026 *(non audité)*	31 décembre 2025	30 septembre 2025 *(non audité)*
ACTIF				
Actifs non courants				
Immobilisations incorporelles	34 488	35 631	37 345	37 764
Immobilisations corporelles	115 021	117 889	114 694	115 198
Sociétés mises en équivalence : titres et prêts	47 632	44 663	38 090	36 968
Autres titres	1 977	2 099	1 914	2 046
Actifs financiers non courants	3 551	2 702	3 270	2 426
Impôts différés	2 111	2 939	3 358	3 633
Autres actifs non courants	2 816	2 573	2 915	2 990
Total actifs non courants	**207 596**	**208 496**	**201 586**	**201 025**
Actifs courants				
Stocks	26 887	21 373	16 663	17 058
Clients et comptes rattachés	24 712	21 184	18 559	19 735
Autres créances	40 474	28 976	20 437	21 833
Actifs financiers courants	3 595	4 039	3 332	4 884
Trésorerie et équivalents de trésorerie	34 208	27 678	26 202	23 415
Actifs destinés à être cédés ou échangés	4 456	2 015	4 276	4 009
Total actifs courants	**134 332**	**105 265**	**89 469**	**90 934**
Total actif	**341 928**	**313 761**	**291 055**	**291 959**
PASSIF ET CAPITAUX PROPRES				
Capitaux propres				
Capital	7 280	7 280	7 059	7 059
Primes et réserves consolidées	146 280	139 898	125 860	125 073
Écarts de conversion	(14 182)	(14 146)	(14 033)	(13 853)
Actions autodétenues	(6 680)	(4 624)	(4 003)	(2 998)
Total des capitaux propres - part TotalEnergies	**132 698**	**128 408**	**114 883**	**115 281**
Intérêts ne conférant pas le contrôle	**4 268**	**2 545**	**2 640**	**2 384**
Total des capitaux propres	**136 966**	**130 953**	**117 523**	**117 665**
Passifs non courants				
Impôts différés	14 181	13 347	12 634	12 830
Engagements envers le personnel	2 006	1 996	2 018	1 991
Provisions et autres passifs non courants	18 721	18 734	17 322	20 096
Dettes financières non courantes	49 090	49 525	48 995	49 552
Total passifs non courants	**83 998**	**83 602**	**80 969**	**84 469**
Passifs courants				
Fournisseurs et comptes rattachés	47 176	41 438	38 065	38 062
Autres créditeurs et dettes diverses	57 374	43 108	36 344	35 266
Dettes financières courantes	13 901	13 183	12 038	13 820
Autres passifs financiers courants	180	209	388	568
Passifs relatifs aux actifs destinés à être cédés ou échangés	2 333	1 268	5 728	2 109
Total passifs courants	**120 964**	**99 206**	**92 563**	**89 825**
Total passif et capitaux propres	**341 928**	**313 761**	**291 055**	**291 959**

Tableau de flux de trésorerie consolidé

TotalEnergies

(non audité)

(en millions de dollars)	3ème trimestre 2026	2ème trimestre 2026	3ème trimestre 2025
FLUX DE TRÉSORERIE D'EXPLOITATION			
Résultat net de l'ensemble consolidé	8 363	5 475	3 762
Amortissements et pertes de valeur des immobilisations corporelles et incorporelles	4 342	3 097	3 405
Provisions et impôts différés	1 166	599	272
(Plus) Moins-value sur cessions d'actifs	52	(266)	(603)
Dividendes moins quote-part des résultats des sociétés mises en équivalence	333	(65)	(195)
Diminution (augmentation) du besoin en fonds de roulement	921	1 663	1 600
Autres, nets	213	355	108
Flux de trésorerie d'exploitation	**15 390**	**10 858**	**8 349**
FLUX DE TRÉSORERIE D'INVESTISSEMENT			
Investissements corporels et incorporels	(4 449)	(4 232)	(3 812)
Coût d'acquisition de sociétés consolidées, net de la trésorerie acquise	–	(6)	–
Coût d'acquisition de titres	(252)	(561)	(215)
Augmentation des prêts non courants	(413)	(452)	(408)
Investissements	**(5 114)**	**(5 251)**	**(4 435)**
Produits de cession d'actifs corporels et incorporels	(114)	500	613
Produits de cession de titres consolidés, net de la trésorerie cédée	10	135	133
Produits de cession d'autres titres	40	266	(8)
Remboursement de prêts non courants	216	1 074	494
Désinvestissements	**152**	**1 975**	**1 232**
Flux de trésorerie d'investissement	**(4 962)**	**(3 276)**	**(3 203)**
FLUX DE TRÉSORERIE DE FINANCEMENT			
Variation de capital :			
– actionnaires de la société mère	(2)	363	–
– actions propres	(1 505)	(1 511)	(2 349)
Dividendes payés :			
– aux actionnaires de la société mère	(2 155)	(2 094)	(2 216)
– aux intérêts ne conférant pas le contrôle	(136)	(166)	(89)
Émission nette de titres subordonnés à durée indéterminée	–	–	–
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	(22)	(40)	(26)
Autres opérations avec les intérêts ne conférant pas le contrôle	1 771	(37)	23
Émission nette d'emprunts non courants	62	84	3 682
Variation des dettes financières courantes	(2 033)	(1 994)	(1 962)
Variation des actifs et passifs financiers courants	323	127	529
Flux de trésorerie de financement	**(3 697)**	**(5 268)**	**(2 408)**
Augmentation (diminution) de la trésorerie	**6 731**	**2 314**	**2 738**
Incidence des variations de change	(201)	(329)	253
Trésorerie en début de période	27 678	25 693	20 424
Trésorerie en fin de période	**34 208**	**27 678**	**23 415**

Tableaux de flux de trésorerie consolidé

TotalEnergies

(non audité)

(en millions de dollars)	9 mois 2026	9 mois 2025
FLUX DE TRÉSORERIE D'EXPLOITATION		
Résultat net de l'ensemble consolidé	19 770	10 429
Amortissements et pertes de valeur des immobilisations corporelles et incorporelles	11 588	9 851
Provisions et impôts différés	2 356	608
(Plus) Moins-value sur cessions d'actifs	(534)	(913)
Dividendes moins quote-part des résultats des sociétés mises en équivalence	81	(720)
Diminution (augmentation) du besoin en fonds de roulement	(4 384)	(2 583)
Autres, nets	732	200
Flux de trésorerie d'exploitation	**29 609**	**16 872**
FLUX DE TRÉSORERIE D'INVESTISSEMENT		
Investissements corporels et incorporels	(13 302)	(12 800)
Coût d'acquisition de sociétés consolidées, net de la trésorerie acquise	(85)	(1 859)
Coût d'acquisition de titres	(1 034)	(945)
Augmentation des prêts non courants	(1 166)	(1 401)
Investissements	**(15 587)**	**(17 005)**
Produits de cession d'actifs corporels et incorporels	567	983
Produits de cession de titres consolidés, net de la trésorerie cédée	542	404
Produits de cession d'autres titres	313	8
Remboursement de prêts non courants	1 615	913
Désinvestissements	**3 037**	**2 308**
Flux de trésorerie d'investissement	**(12 550)**	**(14 697)**
FLUX DE TRÉSORERIE DE FINANCEMENT		
Variation de capital :		
– actionnaires de la société mère	361	492
– actions propres	(3 791)	(6 208)
Dividendes payés :		
– aux actionnaires de la société mère	(6 372)	(5 961)
– aux intérêts ne conférant pas le contrôle	(311)	(401)
Émission nette de titres subordonnés à durée indéterminée	1 751	(1 139)
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	(216)	(181)
Autres opérations avec les intérêts ne conférant pas le contrôle	1 718	(28)
Émission nette d'emprunts non courants	3 730	7 370
Variation des dettes financières courantes	(5 310)	(2 168)
Variation des actifs et passifs financiers courants	(19)	2 534
Flux de trésorerie de financement	**(8 459)**	**(5 690)**
Augmentation (diminution) de la trésorerie	**8 600**	**(3 515)**
Incidence des variations de change	(594)	1 086
Trésorerie en début de période	26 202	25 844
Trésorerie en fin de période	**34 208**	**23 415**

Variation des capitaux propres consolidés

TotalEnergies

(non audité)

(en millions de dollars)	Actions émises Nombre	Actions émises Montant	Primes et réserves consolidées	Écarts de conversion	Actions autodétenues Nombre	Actions autodétenues Montant	Capitaux propres - Part TotalEnergies	Intérêts ne conférant pas le contrôle	Capitaux propres
Au 1er janvier 2025	**2 397 679 661**	**7 577**	**135 496**	**(15 259)**	**(149 529 818)**	**(9 956)**	**117 858**	**2 397**	**120 255**
Résultat net des neuf premiers mois 2025	–	–	10 221	–	–	–	10 221	208	10 429
Autres éléments du résultat global	–	–	(867)	1 406	–	–	539	66	605
Résultat Global	**–**	**–**	**9 354**	**1 406**	**–**	**–**	**10 760**	**274**	**11 034**
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[a]	–	–	(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)
Au 30 septembre 2025	**2 206 585 543**	**7 059**	**125 073**	**(13 853)**	**(40 128 443)**	**(2 998)**	**115 281**	**2 384**	**117 665**
Résultat net du 1er octobre au 31 décembre 2025	–	–	2 906	–	–	–	2 906	22	2 928
Autres éléments du résultat global	–	–	(130)	(180)	–	–	(310)	11	(299)
Résultat Global	**–**	**–**	**2 776**	**(180)**	**–**	**–**	**2 596**	**33**	**2 629**
Dividendes	–	–	(2 032)	–	–	–	(2 032)	(81)	(2 113)
Émissions d'actions	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Rachats d'actions	–	–	–	–	(23 577 249)	(1 006)	(1 006)	–	(1 006)
Cessions d'actions[a]	–	–	–	–	3 163	–	–	–	–
Paiements en actions	–	–	122	–	–	–	122	–	122
Annulation d'actions	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Emission nette de titres subordonnés à durée indéterminée	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	–	–	(82)	–	–	–	(82)	–	(82)
Autres opérations avec les intérêts ne conférant pas le contrôle	–	–	5	–	–	–	5	308	313
Autres éléments	–	–	(2)	–	–	1	(1)	(4)	(5)
Au 31 décembre 2025	**2 206 585 543**	**7 059**	**125 860**	**(14 033)**	**(63 702 529)**	**(4 003)**	**114 883**	**2 640**	**117 523**
Résultat net des neuf premiers mois 2026	–	–	19 511	–	–	–	19 511	259	19 770
Autres éléments du résultat global	–	–	3 279	(149)	–	–	3 130	–	3 130
Résultat Global	**–**	**–**	**22 790**	**(149)**	**–**	**–**	**22 641**	**259**	**22 900**
Dividendes	–	–	(6 814)	–	–	–	(6 814)	(311)	(7 125)
Émissions d'actions	100 985 040	295	6 090	–	–	–	6 385	–	6 385
Rachats d'actions	–	–	–	–	(43 827 303)	(4 710)	(4 710)	–	(4 710)
Cessions d'actions[a]	–	–	(426)	–	6 640 933	426	–	–	–
Paiements en actions	–	–	510	–	–	–	510	–	510
Annulation d'actions	(25 913 869)	(74)	(1 564)	–	25 913 869	1 607	(31)	–	(31)
Emission nette de titres subordonnés à durée indéterminée	–	–	91	–	–	–	91	–	91
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	–	–	(281)	–	–	–	(281)	–	(281)
Autres opérations avec les intérêts ne conférant pas le contrôle	–	–	24	–	–	–	24	1 704	1 728
Autres éléments	–	–	–	–	–	–	–	(24)	(24)
Au 30 septembre 2026	**2 281 656 714**	**7 280**	**146 280**	**(14 182)**	**(74 975 030)**	**(6 680)**	**132 698**	**4 268**	**136 966**

[a]Actions propres destinées à la couverture des plans d'actions de performance.

Informations par secteur d'activité

TotalEnergies

(non audité)

3ème trimestre 2026 *(en millions de dollars)*	Exploration - Production	Integrated LNG	Integrated Power	Raffinage - Chimie	Marketing & Services	Holding	Éliminations de consolidation	Total
Chiffre d'affaires externe	1 644	3 470	4 221	30 778	26 693	13	–	66 819
Chiffre d'affaires intersecteurs	10 528	1 934	1 985	11 409	228	33	(26 117)	–
Droits d'accises	–	–	–	(188)	(4 772)	–	–	(4 960)
Produits des ventes	**12 172**	**5 404**	**6 206**	**41 999**	**22 149**	**46**	**(26 117)**	**61 859**
Charges d'exploitation	(4 481)	(2 939)	(5 472)	(36 267)	(20 804)	(212)	26 117	(44 058)
Amortissements et dépréciations des immobilisations corporelles et droits miniers	(2 017)	(405)	(1 017)	(428)	(282)	(31)	–	(4 180)
Quote-part du résultat net des sociétés mises en équivalence et autres éléments	229	610	199	(584)	(47)	(30)	–	377
Impôts du résultat opérationnel net	(2 873)	(648)	(136)	(1 306)	(328)	109	–	(5 182)
Ajustements [(a)]	(127)	137	(822)	(187)	221	(23)	–	(801)
Résultat opérationnel net ajusté	**3 157**	**1 885**	**602**	**3 601**	**467**	**(95)**	**–**	**9 617**
Ajustements [(a)]								(801)
Coût net de la dette nette								(453)
Intérêts ne conférant pas le contrôle								(100)
Résultat net - part TotalEnergies								**8 263**

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

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

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

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

3ème trimestre 2026 *(en millions de dollars)*	Exploration - Production	Integrated LNG	Integrated Power	Raffinage - Chimie	Marketing & Services	Holding	Éliminations de consolidation	Total
Investissements	3 026	359	1 186	278	180	85	–	5 114
Désinvestissements	(121)	32	86	129	14	12	–	152
Flux de trésorerie d'exploitation	4 905	1 213	1 636	6 290	1 622	(276)	–	15 390

Informations par secteur d'activité

TotalEnergies

(non audité)

2ème trimestre 2026 *(en millions de dollars)*	Exploration - Production	Integrated LNG	Integrated Power	Raffinage - Chimie	Marketing & Services	Holding	Éliminations de consolidation	Total
Chiffre d'affaires externe	1 830	1 880	3 846	28 792	25 422	1	–	61 771
Chiffre d'affaires intersecteurs	9 221	2 258	1 511	11 058	260	41	(24 349)	–
Droits d'accises	–	–	–	(164)	(4 510)	–	–	(4 674)
Produits des ventes	**11 051**	**4 138**	**5 357**	**39 686**	**21 172**	**42**	**(24 349)**	**57 097**
Charges d'exploitation	(3 629)	(3 469)	(5 105)	(37 806)	(20 465)	(316)	24 349	(46 441)
Amortissements et dépréciations des immobilisations corporelles et droits miniers	(1 920)	(413)	(74)	(404)	(233)	(31)	–	(3 075)
Quote-part du résultat net des sociétés mises en équivalence et autres éléments	292	767	302	204	86	(31)	–	1 620
Impôts du résultat opérationnel net	(2 570)	(167)	(36)	(259)	(183)	12	–	(3 203)
Ajustements [(a)]	(7)	49	(89)	(379)	(123)	(48)	–	(597)
Résultat opérationnel net ajusté	**3 231**	**807**	**533**	**1 800**	**500**	**(276)**	**–**	**6 595**
Ajustements [(a)]								(597)
Coût net de la dette nette								(523)
Intérêts ne conférant pas le contrôle								(37)
Résultat net - part TotalEnergies								**5 438**

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

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

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

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

2ème trimestre 2026 *(en millions de dollars)*	Exploration - Production	Integrated LNG	Integrated Power	Raffinage - Chimie	Marketing & Services	Holding	Éliminations de consolidation	Total
Investissements	2 282	874	1 419	385	197	94	–	5 251
Désinvestissements	460	(36)	1 356	20	178	(3)	–	1 975
Flux de trésorerie d'exploitation	5 546	2 137	(239)	3 565	549	(700)	–	10 858

Informations par secteur d'activité

TotalEnergies

(non audité)

3ème trimestre 2025 *(en millions de dollars)*	Exploration - Production	Integrated LNG	Integrated Power	Raffinage - Chimie	Marketing & Services	Holding	Éliminations de consolidation	Total
Chiffre d'affaires externe	1 392	1 995	3 955	21 205	20 138	6	–	48 691
Chiffre d'affaires intersecteurs	8 892	1 587	434	7 122	234	38	(18 307)	–
Droits d'accises	–	–	–	(201)	(4 646)	–	–	(4 847)
Produits des ventes	**10 284**	**3 582**	**4 389**	**28 126**	**15 726**	**44**	**(18 307)**	**43 844**
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 [(a)]	237	(131)	(310)	(78)	(14)	(22)	–	(318)
Résultat opérationnel net ajusté	**2 169**	**852**	**571**	**687**	**380**	**(80)**	**–**	**4 579**
Ajustements [(a)]								(318)
Coût net de la dette nette								(499)
Intérêts ne conférant pas le contrôle								(79)
Résultat net - part TotalEnergies								**3 683**

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

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

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

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

3ème 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)

9 mois 2026 *(en millions de dollars)*	Exploration - Production	Integrated LNG	Integrated Power	Raffinage - Chimie	Marketing & Services	Holding	Éliminations de consolidation	Total
Chiffre d'affaires externe	4 593	8 280	13 508	83 750	72 604	18	–	182 753
Chiffre d'affaires intersecteurs	28 752	7 002	4 223	30 682	607	107	(71 373)	–
Droits d'accises	–	–	–	(519)	(13 762)	–	–	(14 281)
Produits des ventes	**33 345**	**15 282**	**17 731**	**113 913**	**59 449**	**125**	**(71 373)**	**168 472**
Charges d'exploitation	(11 399)	(10 560)	(16 287)	(102 743)	(56 262)	(776)	71 373	(126 654)
Amortissements et dépréciations des immobilisations corporelles et droits miniers	(5 902)	(1 239)	(1 254)	(1 235)	(745)	(86)	–	(10 461)
Quote-part du résultat net des sociétés mises en équivalence et autres éléments	907	1 830	(312)	(155)	(81)	(58)	–	2 131
Impôts du résultat opérationnel net	(7 869)	(1 131)	(225)	(2 261)	(758)	22	–	(12 222)
Ajustements [(a)]	118	172	(2 027)	519	374	(94)	–	(938)
Résultat opérationnel net ajusté	**8 964**	**4 010**	**1 680**	**7 000**	**1 229**	**(679)**	**–**	**22 204**
Ajustements [(a)]								(938)
Coût net de la dette nette								(1 496)
Intérêts ne conférant pas le contrôle								(259)
Résultat net - part TotalEnergies								**19 511**

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

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

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

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

9 mois 2026 *(en millions de dollars)*	Exploration - Production	Integrated LNG	Integrated Power	Raffinage - Chimie	Marketing & Services	Holding	Éliminations de consolidation	Total
Investissements	8 168	1 882	3 506	1 279	529	223	–	15 587
Désinvestissements	801	147	1 660	172	244	13	–	3 037
Flux de trésorerie d'exploitation	13 420	2 230	1 252	11 419	3 239	(1 951)	–	29 609

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 intersecteurs	26 481	6 708	1 819	20 939	567	95	(56 609)	–
Droits d'accises	–	–	–	(567)	(13 586)	–	–	(14 153)
Produits des ventes	**30 811**	**14 377**	**15 699**	**85 963**	**46 064**	**114**	**(56 609)**	**136 419**
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 [(a)]	104	(345)	(643)	(578)	(57)	(67)	–	(1 586)
Résultat opérationnel net ajusté	**6 594**	**3 187**	**1 651**	**1 377**	**1 032**	**(456)**	**–**	**13 385**
Ajustements [(a)]								(1 586)
Coût net de la dette nette								(1 370)
Intérêts ne conférant pas le contrôle								(208)
Résultat net - part TotalEnergies								**10 221**

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

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

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

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

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

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

3ème trimestre 2026	2ème trimestre 2026	3ème trimestre 2025	3ème trimestre 2026 vs 3ème trimestre 2025	*(en millions de dollars)*	9 mois 2026	9 mois 2025	9 mois 2026 vs 9 mois 2025
3 147	**1 822**	**1 787**	**76%**	**Flux de trésorerie d'investissement (a) ***	**7 367**	**7 582**	**-3%**
(647)	–	–	ns	Autres opérations avec les intérêts ne conférant pas le contrôle (b)	(647)	–	ns
–	–	–	ns	Remboursement organique de prêts SME (c)	–	–	ns
–	–	–	ns	Variation de dette de projets renouvelables (d) **	–	–	ns
70	60	80	-13%	Capex liés aux contrats de location capitalisés (e)	201	278	-28%
30	1	2	x15	Dépenses liées aux crédits carbone (f)	59	24	x2,5
2 600	**1 883**	**1 869**	**39%**	**Investissements nets (a + b + c + d + e + f = g - i + h)**	**6 980**	**7 884**	**-11%**
(321)	(348)	(53)	ns	dont acquisitions nettes (g - i)	(896)	225	ns
197	105	522	-62%	Acquisitions (g)	524	1 160	-55%
518	453	575	-10%	Cessions (i)	1 420	935	52%
–	–	–	ns	Variation de dette de projets renouvelables (quote-part partenaire) et plus-value de cession	–	–	ns
2 921	**2 231**	**1 922**	**52%**	**Dont investissements organiques (h)**	**7 876**	**7 659**	**3%**
111	64	70	58%	Exploration capitalisée	244	209	17%
42	17	38	11%	Augmentation des prêts non courants	111	162	-31%
(8)	(7)	(47)	ns	Remboursement des prêts non courants, hors remboursement organique de prêts SME	(28)	(125)	ns
–	–	–	ns	Variation de dette de projets renouvelables (quote-part TotalEnergies)	–	–	ns

*Les flux de trésorerie d'investissement n'incluent pas les augmentations d'immobilisations corporelles résultant de l'accord de portage d'Apache sur le projet GranMorgu du bloc offshore 58 au Suriname qui ont donné lieu à un financement spécifique des fournisseurs comptabilisé en dettes financières. Ces augmentations s'établissent à 153 millions de dollars au 2e trimestre 2026, 207 millions de dollars au 3e trimestre 2026, et 578 millions de dollars sur les neuf premiers mois de 2026. Le règlement de ces fournisseurs est classé en flux de financement

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

1.2 Integrated LNG

3ème trimestre 2026	2ème trimestre 2026	3ème trimestre 2025	3ème trimestre 2026 vs 3ème trimestre 2025	*(en millions de dollars)*	9 mois 2026	9 mois 2025	9 mois 2026 vs 9 mois 2025
327	**910**	**146**	**x2,2**	**Flux de trésorerie d'investissement (a)**	**1 735**	**1 890**	**-8%**
(1 168)	–	–	ns	Autres opérations avec les intérêts ne conférant pas le contrôle (b)	(1 168)	–	ns
3	–	46	-93%	Remboursement organique de prêts SME (c)	4	47	-91%
–	–	–	ns	Variation de dette de projets renouvelables (d) *	–	–	ns
4	2	4	ns	Capex liés aux contrats de location capitalisés (e)	9	4	x2,3
–	–	–	ns	Dépenses liées aux crédits carbone (f)	–	–	ns
(834)	**912**	**196**	**ns**	**Investissements nets (a + b + c + d + e + f = g - i + h)**	**580**	**1 941**	**-70%**
(1 162)	4	(134)	ns	dont acquisitions nettes (g - i)	(1 066)	116	ns
6	7	(60)	ns	Acquisitions (g)	105	194	-46%
1 168	3	74	x15,8	Cessions (i)	1 171	78	x15
–	–	–	ns	Variation de dette de projets renouvelables (quote-part partenaire) et plus-value de cession	–	–	ns
328	**908**	**330**	**-1%**	**Dont investissements organiques (h)**	**1 646**	**1 825**	**-10%**
26	24	4	x6,5	Exploration capitalisée	55	13	x4,2
49	71	174	-72%	Augmentation des prêts non courants	189	543	-65%
(29)	39	(345)	ns	Remboursement des prêts non courants, hors remboursement organique de prêts SME	(140)	(375)	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 2026	2ème trimestre 2026	3ème trimestre 2025	3ème trimestre 2026 vs 3ème trimestre 2025	*(en millions de dollars)*	9 mois 2026	9 mois 2025	9 mois 2026 vs 9 mois 2025
1 100	**63**	**692**	**59%**	**Flux de trésorerie d'investissement (a)**	**1 846**	**3 726**	**-50%**
–	–	–	ns	Autres opérations avec les intérêts ne conférant pas le contrôle (b)	–	–	ns
11	57	(1)	ns	Remboursement organique de prêts SME (c)	116	58	100%
–	50	(242)	ns	Variation de dette de projets renouvelables (d) *	64	(463)	ns
(1)	1	–	ns	Capex liés aux contrats de location capitalisés (e)	1	–	ns
–	–	–	ns	Dépenses liées aux crédits carbone (f)	–	–	ns
1 110	**171**	**449**	**x2,5**	**Investissements nets (a + b + c + d + e + f = g - i + h)**	**2 027**	**3 321**	**-39%**
(25)	(749)	(147)	ns	dont acquisitions nettes (g - i)	(851)	1 658	ns
35	26	12	x2,9	Acquisitions (g)	64	2 048	-97%
60	775	159	-62%	Cessions (i)	915	390	x2,3
–	68	121	-100%	Variation de dette de projets renouvelables (quote-part partenaire) et plus-value de cession	50	188	-73%
1 135	**920**	**596**	**90%**	**Dont investissements organiques (h)**	**2 878**	**1 663**	**73%**
–	–	–	ns	Exploration capitalisée	–	–	ns
250	320	162	54%	Augmentation des prêts non courants	671	580	16%
(15)	(1 014)	(43)	ns	Remboursement des prêts non courants, hors remboursement organique de prêts SME	(1 101)	(226)	ns
–	118	(121)	ns	Variation de dette de projets renouvelables (quote-part TotalEnergies)	114	(275)	ns

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

1.4 Raffinage-Chimie

3ème trimestre 2026	2ème trimestre 2026	3ème trimestre 2025	3ème trimestre 2026 vs 3ème trimestre 2025	*(en millions de dollars)*	9 mois 2026	9 mois 2025	9 mois 2026 vs 9 mois 2025
149	**365**	**385**	**-61%**	**Flux de trésorerie d'investissement (a)**	**1 107**	**930**	**19%**
–	–	–	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
149	**365**	**385**	**-61%**	**Investissements nets (a + b + c + d + e + f = g - i + h)**	**1 107**	**930**	**19%**
(1)	(1)	(2)	ns	dont acquisitions nettes (g - i)	73	(26)	ns
1	–	–	ns	Acquisitions (g)	76	11	x6,9
2	1	2	ns	Cessions (i)	3	37	-92%
–	–	–	ns	Variation de dette de projets renouvelables (quote-part partenaire) et plus-value de cession	–	–	ns
150	**366**	**387**	**-61%**	**Dont investissements organiques (h)**	**1 034**	**956**	**8%**
–	–	–	ns	Exploration capitalisée	–	–	ns
30	32	16	88%	Augmentation des prêts non courants	131	43	x3
(127)	(19)	(15)	ns	Remboursement des prêts non courants, hors remboursement organique de prêts SME	(169)	(28)	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 2026	2ème trimestre 2026	3ème trimestre 2025	3ème trimestre 2026 vs 3ème trimestre 2025	*(en millions de dollars)*	9 mois 2026	9 mois 2025	9 mois 2026 vs 9 mois 2025
166	**19**	**160**	**4%**	**Flux de trésorerie d'investissement (a)**	**285**	**431**	**-34%**
–	–	–	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
166	**19**	**160**	**4%**	**Investissements nets (a + b + c + d + e + f = g - i + h)**	**285**	**431**	**-34%**
(3)	(155)	(43)	ns	dont acquisitions nettes (g - i)	(194)	(121)	ns
–	–	–	ns	Acquisitions (g)	–	3	-100%
3	155	43	-93%	Cessions (i)	194	124	56%
–	–	–	ns	Variation de dette de projets renouvelables (quote-part partenaire) et plus-value de cession	–	–	ns
169	**174**	**203**	**-17%**	**Dont investissements organiques (h)**	**479**	**552**	**-13%**
–	–	–	ns	Exploration capitalisée	–	–	ns
13	11	18	-28%	Augmentation des prêts non courants	34	62	-45%
(10)	(20)	1	ns	Remboursement des prêts non courants, hors remboursement organique de prêts SME	(43)	(38)	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 2026	2ème trimestre 2026	3ème trimestre 2025	3ème trimestre 2026 vs 3ème trimestre 2025	*(en millions de dollars)*	9 mois 2026	9 mois 2025	9 mois 2026 vs 9 mois 2025
4 905	**5 546**	**4 187**	**17%**	**Flux de trésorerie d'exploitation (a)**	**13 420**	**11 128**	**21%**
(484)	(231)	203	ns	Diminution (augmentation) du besoin en fonds de roulement (b)	(2 310)	(907)	ns
–	–	–	ns	Effet de stock (c)	–	–	ns
–	–	–	ns	Plus-value de cession de projets renouvelables (d)	–	–	ns
–	–	–	ns	Remboursement organique de prêts SME (e)	–	–	ns
5 389	**5 777**	**3 984**	**35%**	**Marge brute d'autofinancement (CFFO) (f = a - b - c + d + e)**	**15 730**	**12 035**	**31%**

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

TotalEnergies

(non audité)

2.2 Integrated LNG

3ème trimestre 2026	2ème trimestre 2026	3ème trimestre 2025	3ème trimestre 2026 vs 3ème trimestre 2025	*(en millions de dollars)*	9 mois 2026	9 mois 2025	9 mois 2026 vs 9 mois 2025
1 213	**2 137**	**789**	**54%**	**Flux de trésorerie d'exploitation (a)**	**2 230**	**3 071**	**-27%**
(508)	1 304	(299)	ns	Diminution (augmentation) du besoin en fonds de roulement (b) *	(2 108)	(424)	ns
–	–	–	ns	Effet de stock (c)	–	–	ns
–	–	–	ns	Plus-value de cession de projets renouvelables (d)	–	–	ns
3	–	46	-93%	Remboursement organique de prêts SME (e)	4	47	-91%
1 724	**833**	**1 134**	**52%**	**Marge brute d'autofinancement (CFFO) (f = a - b - c + d + e)**	**4 342**	**3 542**	**23%**

*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

3ème trimestre 2026	2ème trimestre 2026	3ème trimestre 2025	3ème trimestre 2026 vs 3ème trimestre 2025	*(en millions de dollars)*	9 mois 2026	9 mois 2025	9 mois 2026 vs 9 mois 2025
1 636	**(239)**	**674**	**x2,4**	**Flux de trésorerie d'exploitation (a)**	**1 252**	**1 074**	**17%**
873	(853)	56	x15,6	Diminution (augmentation) du besoin en fonds de roulement (b) *	(629)	(558)	ns
–	–	–	ns	Effet de stock (c)	–	–	ns
–	50	(6)	ns	Plus-value de cession de projets renouvelables (d)	72	80	-10%
11	57	(1)	ns	Remboursement organique de prêts SME (e)	116	58	100%
774	**721**	**611**	**27%**	**Marge brute d'autofinancement (CFFO) (f = a - b - c + d + e)**	**2 069**	**1 770**	**17%**

*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 2026	2ème trimestre 2026	3ème trimestre 2025	3ème trimestre 2026 vs 3ème trimestre 2025	*(en millions de dollars)*	9 mois 2026	9 mois 2025	9 mois 2026 vs 9 mois 2025
6 290	**3 565**	**2 839**	**x2,2**	**Flux de trésorerie d'exploitation (a)**	**11 419**	**1 743**	**x6,6**
1 250	1 929	1 900	-34%	Diminution (augmentation) du besoin en fonds de roulement (b)	1 678	(281)	ns
1 097	(394)	(76)	ns	Effet de stock (c)	2 052	(396)	ns
–	–	–	ns	Plus-value de cession de projets renouvelables (d)	–	–	ns
–	–	–	ns	Remboursement organique de prêts SME (e)	–	–	ns
3 943	**2 030**	**1 015**	**x3,9**	**Marge brute d'autofinancement (CFFO) (f = a - b - c + d + e)**	**7 689**	**2 420**	**x3,2**

2.5 Marketing & Services

3ème trimestre 2026	2ème trimestre 2026	3ème trimestre 2025	3ème trimestre 2026 vs 3ème trimestre 2025	*(en millions de dollars)*	9 mois 2026	9 mois 2025	9 mois 2026 vs 9 mois 2025
1 622	**549**	**287**	**x5,7**	**Flux de trésorerie d'exploitation (a)**	**3 239**	**1 483**	**x2,2**
484	(186)	(372)	ns	Diminution (augmentation) du besoin en fonds de roulement (b)	446	(312)	ns
459	(112)	21	x21,9	Effet de stock (c)	847	(38)	ns
–	–	–	ns	Plus-value de cession de projets renouvelables (d)	–	–	ns
–	–	–	ns	Remboursement organique de prêts SME (e)	–	–	ns
679	**847**	**638**	**6%**	**Marge brute d'autofinancement (CFFO) (f = a - b - c + d + e)**	**1 946**	**1 833**	**6%**

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

TotalEnergies

(non audité)

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

En millions de dollars	Exploration - Production	Integrated LNG	Integrated Power	Raffinage - Chimie	Marketing & Services	Corporate	Éliminations de consolidation	Compagnie
Résultat opérationnel net ajusté 3ème trimestre 2026	3 157	1 885	602	3 601	467	(95)	–	9 617
Résultat opérationnel net ajusté 2ème trimestre 2026	3 231	807	533	1 800	500	(276)	–	6 595
Résultat opérationnel net ajusté 1er trimestre 2026	2 576	1 318	545	1 599	262	(308)	–	5 992
Résultat opérationnel net ajusté 4ème trimestre 2025	1 805	922	564	1 001	341	(191)	–	4 442
Résultat opérationnel net ajusté (a)	**10 769**	**4 932**	**2 244**	**8 001**	**1 570**	**(870)**	**–**	**26 646**
Bilan au 30 septembre 2026								
Immobilisations corporelles et incorporelles	88 505	27 132	12 834	13 055	6 432	1 551	–	149 509
Titres et prêts des sociétés mises en équivalence	5 189	21 648	15 838	4 102	855	–	–	47 632
Autres actifs non courants	1 976	2 879	988	715	1 014	(668)	–	6 904
Stocks	*1 736*	*2 458*	*583*	*17 556*	*4 554*	–	–	*26 887*
Clients et comptes rattachés	*6 840*	*9 890*	*3 736*	*28 533*	*9 876*	*1 337*	*(35 500)*	*24 712*
Autres créances	*8 569*	*28 170*	*7 605*	*5 959*	*3 946*	*3 095*	*(16 870)*	*40 474*
Fournisseurs et comptes rattachés	*(6 372)*	*(10 374)*	*(5 298)*	*(46 961)*	*(12 760)*	*(982)*	*35 571*	*(47 176)*
Autres créditeurs et dettes diverses	*(12 989)*	*(26 484)*	*(6 852)*	*(13 490)*	*(7 222)*	*(7 136)*	*16 799*	*(57 374)*
Besoin en fonds de roulement	(2 216)	3 660	(226)	(8 403)	(1 606)	(3 686)	–	(12 477)
Provisions et autres passifs non courants	(24 158)	(4 860)	(1 801)	(3 813)	(1 288)	1 012	–	(34 908)
Actifs et passifs destinés à être cédés ou échangés - Capitaux employés	285	571	2 015	–	–	–	–	2 871
Capitaux employés (Bilan)	**69 581**	**51 030**	**29 648**	**5 656**	**5 407**	**(1 791)**	**–**	**159 531**
Moins effet de stock	–	–	–	(2 569)	(736)	–	–	(3 305)
Capitaux Employés au coût de remplacement (b)	**69 581**	**51 030**	**29 648**	**3 087**	**4 671**	**(1 791)**	**–**	**156 226**
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
Stocks	*1 674*	*1 076*	*596*	*10 196*	*3 516*	–	–	*17 058*
Clients et comptes rattachés	*5 533*	*5 828*	*4 045*	*17 547*	*8 328*	*1 300*	*(22 846)*	*19 735*
Autres créances	*7 020*	*7 252*	*5 567*	*2 251*	*2 889*	*2 600*	*(5 746)*	*21 833*
Fournisseurs et comptes rattachés	*(6 668)*	*(6 661)*	*(6 309)*	*(30 876)*	*(9 472)*	*(901)*	*22 825*	*(38 062)*
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
Capitaux employés (Bilan)	**66 102**	**43 872**	**26 960**	**7 984**	**7 775**	**(1 648)**	**–**	**151 045**
Moins effet de stock	–	–	–	(861)	(210)	–	–	(1 071)
Capitaux Employés au coût de remplacement (c)	**66 102**	**43 872**	**26 960**	**7 123**	**7 565**	**(1 648)**	**–**	**149 974**
ROACE en pourcentage (a / moyenne (b + c))	**15,9%**	**10,4%**	**7,9%**	**156,7%**	**25,7%**	**–**	**–**	**17,4%**

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

TotalEnergies

(non audité)

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

3ème trimestre 2026	2ème trimestre 2026	3ème trimestre 2025	*(en millions de dollars)*	9 mois 2026	9 mois 2025
8 363	**5 475**	**3 762**	**Résultat net de l'ensemble consolidé (a)**	**19 770**	**10 429**
(453)	(523)	(499)	Coût net de la dette nette (b)	(1 496)	(1 370)
(2 320)	(268)	(113)	Eléments non-récurrents du résultat opérationnel net	(3 619)	(596)
(114)	(17)	284	Plus ou moins-value de cession	121	284
–	(30)	(7)	Charges de restructuration	(52)	(7)
(1 945)	–	(286)	Dépréciations et provisions exceptionnelles	(3 093)	(495)
(261)	(221)	(104)	Autres éléments	(595)	(378)
1 260	(298)	(33)	Effet de stock : écart FIFO / coût de remplacement, net d'impôt	2 513	(380)
259	(31)	(172)	Effet des variations de juste valeur	168	(610)
(801)	**(597)**	**(318)**	**Total des éléments d'ajustement du résultat opérationnel net (c)**	**(938)**	**(1 586)**
9 617	**6 595**	**4 579**	**Résultat opérationnel net ajusté (a - b - c)**	**22 204**	**13 385**