

Informations financières d'ENGIE au 31 mars 2022

**Une performance opérationnelle robuste
dans des conditions de marché exceptionnelles
Révision à la hausse de la guidance¹ 2022**

Faits marquants

- Mise en œuvre d'actions sur toute la chaîne de valeur gazière pour garantir la sécurité d'approvisionnement en gaz
- Optimisation des couvertures d'ENGIE sur le gaz en Europe afin de minimiser les risques en cas de rupture d'approvisionnement
- Progression continue du plan stratégique en matière de croissance et de simplification du Groupe avec 0,8 Md€ de cessions finalisées sur les 3 premiers mois de l'année
- Accélération du développement des Renouvelables avec l'objectif d'ajouter 4 GW de capacités en 2022
- Acquisition d'Eolia finalisée
- Processus de cession d'EQUANS en bonne voie

Performance financière

- Croissance significative de l'EBIT, en hausse organique de 76 %, dans un contexte de forte volatilité et de niveaux de prix sans précédent
- Un *Cash Flow From Operations* négatif², en raison de variations du besoin en fonds de roulement, qui dépassent l'augmentation des flux issus des activités opérationnelles
- Dette financière nette à 27,3 Md€, en hausse de 2,0 Md€
- Renforcement de la gestion des risques et des liquidités
- Bilan solide, un atout dans l'environnement actuel
- *Guidance* 2022 revue à la hausse, RNRpg³ attendu entre 3,8 et 4,4 Md€

Chiffres-clés au 31 mars 2022⁴

En milliards d'euros	31 mars 2022	31 mars 2021 ⁵	Δ 2022/21 brute	Δ 2022/21 organique
Chiffre d'affaires	25,6	13,8	+ 85,0 %	+ 84,4 %
EBITDA	4,6	3,1	+ 49,0 %	+ 50,7 %
EBIT	3,5	2,0	+ 74,0 %	+ 76,4 %
Cash Flow From Operations	(0,1)	1,6	- 1,7 Md€	
Dette financière nette⁶	27,3	+ 2,0 Md€ versus 31 déc. 2021		
Dette nette économique	40,0	+ 1,7 Md€ versus 31 déc. 2021		

Catherine MacGregor, Directrice Générale, a déclaré : « Toutes nos activités ont affiché une forte croissance lors de ce premier trimestre 2022. La tension actuelle sur les marchés de l'énergie renforce la pertinence de notre stratégie et notamment celle de notre modèle intégré qui contribue à un mix énergétique équilibré, essentiel pour garantir la sécurité d'approvisionnement, l'accessibilité financière et la résilience globale du système. La crise actuelle montre qu'il est impératif d'accélérer la transition énergétique en Europe et ENGIE est plus que jamais mobilisé pour y contribuer, à travers le développement de la production d'électricité renouvelable et des gaz renouvelables. Grâce à la grande expertise et à l'engagement sans faille des équipes d'ENGIE, nous avons pu

N.B. Les notes de bas de page se trouvent en page 9



continuer à avancer à un rythme soutenu dans l'exécution de notre plan stratégique au cours de ce premier trimestre. »

Revue à la hausse de la guidance 2022

Compte tenu de la très forte performance du premier trimestre 2022 et d'une réévaluation des hypothèses, portant notamment sur l'évolution du prix des commodités, pour le reste de l'année, ENGIE prévoit désormais que le résultat net récurrent, part du Groupe (RNRpg) pour l'année 2022 se situera dans une fourchette de 3,8 à 4,4 milliards d'euros, sur la base d'une fourchette indicative d'EBITDA de 11,7 à 12,7 milliards d'euros et d'EBIT de 7,0 à 8,0 milliards d'euros. Compte-tenu du contexte actuel de forte volatilité, la fourchette de guidance a été élargie.

Les prévisions d'ENGIE pour 2022 reposent sur la force de son modèle intégré

Depuis le début de la crise, ENGIE a pris de nombreuses mesures pour augmenter et diversifier ses sources d'approvisionnement en gaz, ainsi que pour optimiser ses positions de couverture du gaz.

En présentant la révision à la hausse de sa *guidance*, ENGIE a envisagé divers scénarii, dont celui d'une rupture d'approvisionnement en gaz. Dans la grande majorité de ces scénarii, et compte-tenu des mesures de gestion des risques mises en place, la performance attendue d'ENGIE pour 2022 reste résiliente grâce à son modèle économique intégré, qui repose sur un portefeuille de capacités renouvelables en croissance, d'importantes Infrastructures régulées et des centrales thermiques flexibles.

ENGIE continue de viser une notation de crédit "*strong investment grade*" et un ratio de dette nette économique sur EBITDA inférieur ou égal à 4,0x sur le long-terme.

Le Groupe réaffirme sa politique de dividende, basée sur un taux de distribution de 65 % à 75 % du RNRpg et le dividende plancher de 0,65€ par action pour la période allant de 2021 à 2023.

Actions mises en œuvre pour renforcer la sécurité d'approvisionnement en gaz et optimiser les positions de couverture

Le marché européen du gaz est fortement impacté par la guerre en Ukraine, ce qui se traduit par un niveau de volatilité exceptionnel et des prix très élevés, auxquels s'ajoute le risque permanent de rupture des approvisionnements en gaz en provenance de Russie.

Optimisation des positions de couverture du gaz pour minimiser les risques

ENGIE dispose d'un portefeuille de contrats d'approvisionnement long terme notamment avec la Norvège, les Pays-Bas, la Russie, l'Algérie et les États-Unis. Pour renforcer la sécurité d'approvisionnement en gaz et respecter ses engagements contractuels, ENGIE a mis en place de multiples mesures telles que l'augmentation des volumes souscrits auprès de fournisseurs existants ou la conclusion de contrats avec de nouveaux fournisseurs, ainsi que l'adaptation de ses opérations de couverture.

Chaque année en Europe, ENGIE fournit environ 400 TWh au total à ses clients *BtoB* et *BtoC* et pour la consommation de ses propres centrales à gaz à cycle combiné. A climat moyen, le Groupe est structurellement long en gaz.

Comme précédemment communiqué en mars, la plupart des achats et des ventes de gaz d'ENGIE sont réalisés aux prix de marché ou dans le cadre de contrats où le prix du gaz est couvert à la signature. L'exposition d'ENGIE à la hausse des prix est, par construction, limitée aux livraisons à court terme qui sont fixées un mois à l'avance. En ce qui concerne les volumes livrés par Gazprom, l'exposition directe est au maximum de 15 TWh.



Dans un contexte ordinaire, ENGIE aurait entièrement couvert cette position sur le marché. Cependant, au vu du contexte actuel de risque de rupture d'approvisionnement, ENGIE a adapté sa stratégie de couverture afin de gérer de manière proactive cette exposition, qui à la fin du mois de mars, a été réduite à un peu moins de 5 TWh.

ENGIE est en discussion avec Gazprom au sujet de la demande russe de modification du schéma de paiement pour la fourniture de gaz. Le Groupe a pris les mesures nécessaires pour être prêt à exécuter ses obligations de paiement, pour autant que cela soit conforme au cadre des sanctions européennes et ne modifie pas l'équilibre des risques pour ENGIE.

Cette crise rend plus que jamais indispensable l'accélération de la transition énergétique en Europe. ENGIE peut s'appuyer sur un portefeuille diversifié et sur son modèle intégré qui contribuent à un mix énergétique équilibré, essentiel pour assurer la sécurité d'approvisionnement, l'accessibilité financière et la résilience globale du système. Le Groupe s'attache à favoriser une forte croissance de la production d'électricité renouvelable et la transition vers les gaz renouvelables.

Le contexte actuel renforce le rôle clé des gaz renouvelables

Biométhane

Le contexte actuel met en exergue l'importance du rôle que les gaz renouvelables ont à jouer dans un avenir proche. Ce constat est d'ailleurs confirmé par l'annonce récente du plan européen "RepowerEU" visant le doublement de la capacité de production de biométhane en Europe pour atteindre environ 380 TWh (35 Mdm³) d'ici 2030.

Le Groupe estime que l'objectif de 40 TWh à l'horizon 2030 de capacité totale de production de biométhane en France pourrait potentiellement être porté à un minimum de 60 TWh, d'autant plus que la France dispose des ressources de biométhane les plus importantes en Europe.

Le biométhane sera partie intégrante de la réponse au besoin important de décarbonation des secteurs industriels et des secteurs difficiles à décarboner.

ENGIE est en contact constant avec les autorités publiques pour accélérer le développement du biométhane. Le gouvernement français a récemment publié deux décrets : le premier génère une nouvelle demande en exigeant des fournisseurs de gaz qu'ils aient une part de biométhane dans leurs offres, soit par leur propre production, soit par l'acquisition de certificats de production. Le second introduit de nouveaux appels d'offres gouvernementaux pour les unités de biométhane à grande échelle, augmentant ainsi la visibilité pour les producteurs.

Par ailleurs, les coûts de connexion au réseau pour les producteurs de biométhane ont été réduits, les gestionnaires de réseau finançant désormais 60 % de ces coûts, contre 40 % auparavant. L'augmentation du niveau de soutien aux coûts de raccordement au réseau est également un moyen d'accompagner le développement du biométhane.

Entre 2022 et 2024, les investissements régulés relatifs aux raccordements au réseau représenteront environ 500 millions d'euros en France.

Hydrogène

ENGIE est à la pointe du développement de l'hydrogène. Parmi les projets les plus récents figure le partenariat d'ENGIE avec Infinium pour développer un projet de production de carburant de synthèse à Dunkerque à destination du transport aérien et maritime, deux secteurs difficiles à décarboner. Ces carburants de synthèse, ultra-bas carbone, seront produits grâce à la technologie exclusive d'Infinium à partir de 300 000 tonnes de CO₂ capturées annuellement sur les installations de production d'acier par ArcelorMittal et associées à de l'hydrogène vert produit par un électrolyseur de 400 MW installé par ENGIE. ENGIE sera l'intégrateur global du projet.

Récemment également, ENGIE a signé un partenariat avec Alstom pour l'approvisionnement en hydrogène renouvelable d'un système de pile à combustible pour le fret ferroviaire en Europe, afin de proposer à ce secteur



une solution de décarbonation des locomotives à partir d'hydrogène renouvelable, en remplacement de locomotives fonctionnant au diesel.

Ces projets s'inscrivent dans la stratégie ambitieuse d'ENGIE de déployer 4 GW de capacité de production d'hydrogène vert d'ici 2030.

Avancées réalisées sur le plan stratégique

Accélération dans les Renouvelables et les infrastructures énergétiques décentralisées

ENGIE est en bonne voie pour accélérer son développement dans les Renouvelables avec 4 GW de capacités supplémentaires en moyenne chaque année et ce, jusqu'en 2025.

Début mai, le Groupe et son partenaire Crédit Agricole Assurances ont finalisé l'acquisition d'Eolia, un acteur majeur dans le domaine des Renouvelables en Espagne, ajoutant 0,9 GW d'actifs en opération et 1,2 GW de projets supplémentaires à la plateforme d'ENGIE dans la péninsule ibérique.

Aux États-Unis, ENGIE a finalisé l'acquisition de 100 % des activités de Photosol sur ce territoire, une société qui détient et exploite des actifs solaires et de stockage. Cette acquisition consiste en 17 projets solaires et de stockage par batterie en phase de développement qui viennent s'ajouter au *pipeline* existant d'ENGIE.

En février 2022, l'adoption de la loi « Aménagement du Rhône » a permis au Groupe ENGIE, au travers de sa filiale CNR, de prolonger de 18 ans jusqu'en 2041, ses activités hydro au travers de trois missions solidaires et indissociables - hydroélectricité, transport fluvial et irrigation. Cent ans après la première loi, le législateur a renouvelé sa confiance dans ce modèle intégré qui met l'eau du fleuve et l'électricité produite au service de la croissance verte des territoires. Dans ce cadre de cette prolongation, ENGIE prend plusieurs engagements représentant un investissement de plus d'un milliard d'euros à horizon 2041.

Afin de faciliter l'acceptation des énergies renouvelables par la société, ENGIE a récemment lancé une démarche pionnière de déploiement d'un label, appelé TED "Transition Énergétique Durable", qui prend appui sur la méthode qu'ENGIE a développée depuis des années, et qui sera auditée par Bureau Veritas. Ce label a vocation à donner aux citoyens des gages de rigueur et de transparence, tout en intégrant les spécificités de chacune des régions d'implantation. Il repose sur neuf engagements concrets qui vont au-delà des exigences réglementaires et qu'ENGIE s'engage à déployer systématiquement sur l'ensemble de ses activités éoliennes terrestres et solaires en France. Après cette première phase, il pourra être étendu aux activités de méthanisation en France dans le courant de l'année 2022.

En parallèle, Ocean Winds, la *joint-venture* d'ENGIE et d'EDPR dédiée à l'éolien en mer, s'est vu attribuer une zone dans le cadre de la vente aux enchères d'énergie éolienne en mer dans la baie de New York, pour un site d'une capacité pouvant aller jusqu'à 1,7 GW. Cette attribution renforce la présence d'Ocean Winds aux États-Unis, où la société développe déjà, à travers Mayflower Wind, une zone de plus de 2 GW, dont 1,2 GW est déjà sécurisé par des contrats d'achat d'électricité (PPA, *Power Purchase Agreements*).

La société a également validé la décision finale d'investissement pour le projet français EFGL Leucate (30 MW), projet pilote d'éolien en mer flottant en mer Méditerranée.

Depuis sa création en 2020, Ocean Winds a doublé son portefeuille, qui totalise 11,2 GW (à 100 %) de projets d'éolien en mer en opération, en construction ou en développement.

Les activités d'*Energy Solutions* ont connu une forte dynamique commerciale, notamment dans les infrastructures énergétiques décentralisées avec différents contrats remportés tant dans les réseaux énergétiques décentralisés que dans la production d'énergie sur site.



Plan de cession - simplification et recentrage

La semaine dernière, le contrat de cession avec Bouygues a été signé à l'issue de la période de consultation des instances représentatives du personnel. Le Groupe est en bonne voie pour réaliser cette opération au second semestre, qui représentera une étape majeure dans la mise en œuvre de sa stratégie.

Fin mars 2022, ENGIE a réalisé la vente de 9 % supplémentaires du capital de GTT par voie de placement privé accéléré auprès d'investisseurs institutionnels. Cette cession s'inscrit dans le cadre du programme de cession des activités non stratégiques et des participations minoritaires d'ENGIE.

Sur la même période, ENGIE a finalisé la vente de dix-sept de ses sociétés de services à l'énergie en Afrique au groupe BUTEC, réduisant ainsi son empreinte géographique et rationalisant ses activités d'*Energy Solutions*.

Allocation de capital rigoureuse

Les investissements au cours du premier trimestre 2022 se sont élevés à 0,8 milliard d'euros, dont 0,3 milliard d'euros d'investissements de croissance, consacrés aux activités Renouvelables, d'Infrastructures et d'*Energy Solutions*, en ligne avec les priorités stratégiques d'ENGIE.

Pour rappel, les investissements de croissance sont présentés après déduction des produits de cession dans le cadre des schémas de DBSO (*Develop, Build, Share and Operate*) et de *tax equity*, qui se sont élevés à 0,7 milliard d'euros pour le premier trimestre 2022.

Plan de performance

ENGIE a maintenu sa dynamique d'amélioration de la performance avec la mise en œuvre de son plan de performance qui se concentre sur l'excellence opérationnelle, les entités déficitaires et l'optimisation des coûts.

Avec une contribution nette à l'EBIT de 68 millions d'euros au cours du trimestre, le plan de performance est en ligne avec les attentes pour l'année 2022.

Point sur la sortie du nucléaire en Belgique

Le 18 mars 2022, le gouvernement belge a annoncé sa décision de modifier sa politique énergétique au regard de la situation géopolitique inédite, et ce faisant, a demandé à ENGIE de prolonger la durée de vie opérationnelle des réacteurs Doel 4 et Tihange 3 jusqu'en 2035. Cette décision exigerait qu'ENGIE proroge son rôle d'exploitant nucléaire pour une période beaucoup plus longue que prévu. ENGIE contribue à cette réorientation et travaille avec le gouvernement pour étudier la faisabilité et les conditions de mise en œuvre de ce nouveau scénario. Par le passé, ENGIE avait toujours indiqué que cinq années seraient nécessaires pour l'exécution d'un tel scénario, cette décision entraînant d'importantes contraintes en termes de sécurité, de réglementation et de mise en œuvre - d'autant plus que les travaux de prolongation devront être réalisés alors même que le démantèlement des unités adjacentes aura déjà commencé et que d'autres unités adjacentes seront encore en exploitation.

Compte-tenu de son ampleur, cette prolongation potentielle présenterait un profil de risque qui s'étend au-delà des activités normales d'un opérateur privé. ENGIE ne s'engagerait donc dans un tel projet que dans le cadre d'une approche équilibrée de partage des risques, avec un dispositif réglementaire défini, stable et viable pour l'investissement requis, comprenant également un cadre clair pour le démantèlement et la gestion des déchets nucléaires.

À plus court terme, les priorités d'ENGIE sont de maintenir un niveau de disponibilité opérationnelle élevé, de préparer l'arrêt définitif des deux premières unités cet hiver et d'entrer dans le processus de révision triennale des provisions nucléaires au cours du second semestre 2022. En ce qui concerne ce dernier point, et suivant le même processus qu'en 2019, cette révision tiendra compte de toute mise à jour requise des scénarii techniques et économiques, notamment les coûts, le calendrier et les taux d'actualisation.

Présentation des données financières T1

Le **chiffre d'affaires** s'est établi à 25,6 milliards d'euros, en hausse de 85,0 % en brut et 84,4 % en organique.

L'**EBITDA** s'est établi à 4,6 milliards d'euros, en hausse brute de 49,0 % et de 50,7 % en organique.

L'**EBIT**, qui s'est élevé à 3,5 milliards d'euros, a enregistré une hausse brute de 74,0 % et de 76,4 % en organique.

- **Taux de change** : un effet positif total de 41 millions d'euros, principalement dû à l'appréciation du real brésilien et, dans une moindre mesure, du dollar américain.
- **Variations de périmètre** : l'effet de périmètre négatif net de 68 millions d'euros est principalement dû à des événements survenus en 2021, notamment la vente partielle d'actions de GTT qui ont conduit à un changement de méthode de consolidation pour les 30 % restants à partir de juin 2021, des ventes d'actifs réalisées dans les cadres de la rationalisation géographique et de sortie du charbon du Groupe, ainsi que la vente partielle d'actifs solaires en Inde.
- **Températures en France** : par rapport à la normale, l'effet température normatif est négatif de 105 millions d'euros. Les températures du premier trimestre 2021 ayant été également plus élevées que la moyenne, l'impact négatif normatif enregistré en France dans les Infrastructures, la fourniture d'énergie et les activités Autres (pour Entreprises & Collectivités, l'activité de *BtoB* en France) est limité à 64 millions d'euros. Outre cet effet volume normatif négatif, et spécifiquement pour le premier trimestre 2022, ces températures clémentes ont généré un effet prix positif grâce à une position longue en gaz qui a pu être revendue dans les conditions de marché actuelles exceptionnelles.

Contribution des activités à l'EBIT des trois premiers mois 2022 :

En millions d'euros	31 mars 2022	31 mars 2021	Δ 2022/21 brute	Δ 2022/21 organique	dont effet temp. (France) vs. T1 2021
Renouvelables	472	273	+ 73,1 %	+ 72,0 %	
Infrastructures	967	1 067	- 9,3 %	- 8,9 %	- 42
Energy Solutions	150	135	+ 11,2 %	+ 8,6 %	
Thermique	531	276	+ 92,7 %	+ 91,4 %	
Fourniture d'énergie	309	220	+ 40,1 %	+ 42,9 %	- 18
Nucléaire	583	53	-	-	
Autres	520	7	-	-	- 5
<i>dont GEMS</i>	625	177	-	-	
EBIT	3 532	2 030	+ 74,0 %	+ 76,4 %	- 64

Forte croissance des Renouvelables malgré des volumes d'hydroélectricité en Europe plus faibles

Les Renouvelables ont enregistré une croissance organique de l'EBIT de 72,0 %, grâce à des prix captés en Europe plus élevés (principalement pour l'hydroélectricité en France), au retournement de l'impact de l'épisode de froid extrême survenu au Texas en février 2021, à la contribution des capacités mises en service et à l'augmentation des marges DBSO. Ces effets positifs n'ont été que partiellement compensés par la baisse des volumes d'hydroélectricité en France et au Portugal.

Infrastructures : températures douces en Europe et baisse des revenus régulés en France

Les Infrastructures ont enregistré une baisse organique de l'EBIT de 8,9 %. Cette baisse est principalement due à des températures plus clémentes en Europe par rapport à l'année dernière, qui ont eu un impact négatif sur les volumes distribués, à une baisse des revenus des infrastructures en France, reflétant les revues réglementaires dont les effets sont lissés sur la durée de la période, soit 4 ans, et à des coûts de l'énergie plus élevés. Les Infrastructures hors Europe ont bénéficié de contributions plus élevées au Brésil grâce à la poursuite de la construction de lignes de transmission électrique et au Mexique avec l'augmentation des tarifs.



Des prix de l'énergie en hausse pour les activités d'Energy Solutions

Les activités d'Energy Solutions ont enregistré une variation organique positive de l'EBIT de 8,6 %, grâce à des prix de l'énergie en hausse, principalement en France, ainsi qu'à une bonne dynamique commerciale. Cet effet positif n'a été que partiellement compensé par la contribution plus faible d'EVBox et les températures plus douces en Europe par rapport à l'année dernière.

Thermique : augmentation des *spreads* captés et des services ancillaires grâce aux actifs pilotables flexibles en Europe, marges énergie toujours sous pression au Chili

Les activités Thermiques ont enregistré une augmentation organique de l'EBIT de 91,4 %. Ce résultat très positif est principalement lié aux activités en Europe grâce à des *spreads* plus élevés, ainsi qu'à la hausse de la contribution des services ancillaires, tandis que les marges énergie demeurent sous pression au Chili.

Fourniture d'énergie : des positions longues en gaz revendues à des prix élevés, partiellement compensées par des effets prix négatifs

L'EBIT des activités de fourniture d'énergie s'est élevé à 309 millions d'euros, en hausse de 42,9 % en organique. Les températures plus chaudes en Europe ont conduit ENGIE à être long en gaz, position qui a pu être revendue dans des conditions de marché exceptionnelles. Des effets négatifs sur les prix, tels que le plafonnement des prix en Roumanie, n'ont que partiellement réduit cet effet positif.

Nucléaire : une performance exceptionnelle grâce à des prix captés en hausse, malgré un taux de disponibilité plus faible, mais néanmoins élevé

Les actifs nucléaires d'ENGIE en Belgique ont atteint un niveau élevé de disponibilité de 91 %. Ce niveau est légèrement inférieur à celui du premier trimestre 2021 (95 %) en raison de maintenances planifiées plus importantes, mais témoigne toutefois de l'excellence opérationnelle en matière d'exploitation.

L'EBIT du Nucléaire s'est élevé à 583 millions d'euros au premier trimestre 2022. Cette performance s'explique par des prix captés beaucoup plus élevés, dont l'effet a été partiellement compensé par l'augmentation des taxes spécifiques aux centrales en Belgique et la baisse des volumes produits.

Activités "autres" : des activités pour tiers et de *trading* soutenues par des prix et des niveaux de volatilité élevés

L'EBIT s'est élevé à 520 millions d'euros, soit une augmentation organique de 536 millions d'euros par rapport au premier trimestre 2021.

Au cours de ce premier trimestre 2022, les prix des commodités ont connu de nouveaux points hauts successifs, ainsi qu'une très grande volatilité et une augmentation des *spreads* géographiques, ce qui a conduit à une surperformance de toutes les activités de GEMS :

- L'optimisation des positions gaz a été fortement soutenue par les prix et les *spreads* grâce à une gestion dynamique des flexibilités contractuelles intégrées dans les contrats de gaz à long terme,
- les activités de gestion des risques pour tiers ont été exceptionnelles, portées par une activité commerciale soutenue résultant d'un environnement de marché sans précédent,
- les activités de *trading* ont bénéficié de la forte volatilité.

Les résultats de ces activités ont été évalués à principes et méthodes inchangés, en tenant compte d'une évaluation des risques physiques.

Pour faire face à cet environnement de marché inédit ainsi qu'à d'éventuelles ruptures d'approvisionnement en gaz, ENGIE a renforcé ses processus de contrôle des risques, adapté ou mis en place de nouvelles stratégies de couverture et amélioré son cadre de suivi de ses liquidités.

Une situation financière solide dans un environnement très volatile

Le **Cash Flow From Operations** s'est établi à (0,1) milliard d'euros, en baisse de 1,7 milliard d'euros par rapport au premier trimestre 2021. Cette baisse s'explique principalement par la variation négative du besoin en fonds de roulement (- 3,3 milliards d'euros), essentiellement due à des effets temporaires qui devraient se résorber au fil du temps : (i) des effets de prix (- 1,9 milliard d'euros), principalement en raison d'une valorisation plus élevée des stocks de gaz (- 0,7 milliard d'euros), des créances nettes (- 0,7 milliard d'euros) et des volumes de fourniture d'énergie non facturés (- 0,5 milliard d'euros) liés à l'énergie en compteur), (ii) des appels de marge (- 0,6 milliard d'euros) et (iii) l'impact des boucliers tarifaires en France (- 0,5 milliard d'euros) qui font plus que compenser la hausse des flux de trésorerie issus des activités opérationnelles (+ 1,7 milliard d'euros).

Le niveau de **liquidités** s'est établi à 21,6 milliards d'euros, dont 15,8 milliards d'euros de disponibilités⁷. Le Groupe a maintenu un niveau de liquidité élevé, en instaurant des actions spécifiques pour gérer la pression sur les liquidités, générée notamment par des montants exceptionnels d'appels de marge.

La dette financière nette s'est établie à 27,3 milliards d'euros, en hausse de 2,0 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2021.

Cette augmentation est liée aux :

- dépenses d'investissements (croissance et maintenance) sur la période de 0,8 milliard d'euros,
- droits d'usage de 0,8 milliard d'euros, notamment ceux consécutifs au renouvellement de la concession hydroélectrique de la CNR,
- divers autres éléments, à hauteur de 0,6 milliard d'euros, principalement liés aux effets de change,
- financement de la sortie du nucléaire⁸ en Belgique de 0,3 milliard d'euros,
- *Cash Flow From Operations* de 0,1 milliard d'euros,
- et aux dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle de 0,1 milliard d'euros.

Ces effets négatifs ont été seulement partiellement compensés par :

- les cessions de 0,8 milliard d'euros, principalement liées au complément de prix sur la vente de 29,9 % des actions SUEZ, à la vente des 1,8 % d'actions SUEZ restantes et à la vente partielle de 9 % de GTT.

Le **ratio dette financière nette / EBITDA** s'est élevé à 2,3x, en baisse de 0,1x par rapport à fin décembre 2021. Le coût moyen de la dette brute s'est élevé à 2,47 %, en baisse de 16 points de base par rapport au 31 décembre 2021.

La dette nette économique s'est élevée à 40,0 milliards d'euros, en hausse de 1,7 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2021, globalement en ligne avec l'augmentation de la dette financière nette.

Le ratio dette nette économique / EBITDA s'élève à 3,3x, en baisse de 0,3x par rapport au 31 décembre 2021 et en ligne avec l'objectif d'être inférieur ou égal à 4,0x.

Le 22 avril 2022, S&P a confirmé sa notation de crédit émetteur long terme à BBB+ et sa notation court terme à A-2, avec une perspective stable.

Le 17 janvier 2022, Moody's a confirmé sa note Baa1/P-2 pour les engagements financiers non garantis de premier rang, avec une perspective stable.

Le 15 octobre 2021, Fitch a confirmé sa notation de crédit émetteur long terme à A- et a confirmé sa notation court terme F1, avec une perspective stable.

La présentation de la conférence téléphonique investisseurs sur les informations financières du premier trimestre 2022 est disponible sur le site internet du Groupe : [Résultats financiers 2022 \(engie.com\)](https://www.engie.com/fr/resultats-financiers)

PROCHAINS EVENEMENTS

29 juillet 2022	Publication des résultats financiers du premier semestre 2022
10 novembre 2022	Publication des informations financières au 30 septembre 2022

Notes de bas de page

¹ Les principales hypothèses et indications pour la guidance 2022 sont présentées en annexe 3

² *Cash Flow From Operations* = *Free Cash Flow* avant Capex de maintenance et dépenses de sortie du nucléaire

³ Résultat net récurrent, part du Groupe

⁴ Variation vs T1 2021

⁵ Les données 2020 ont été retraitées à la suite de la classification d'EQUANS comme « activités abandonnées » à partir du 5 novembre 2021

⁶ La dette financière nette exclut la dette interne relative à EQUANS (2,2 Md€)

⁷ Disponibilités desquelles sont retranchés les découverts bancaires

⁸ Les flux de financement relatifs à Synatom étaient précédemment comptabilisés dans les Capex bruts et les dépenses de gestion des déchets/démantèlement en CFFO



Avertissement important

Les agrégats présentés sont ceux habituellement utilisés et communiqués aux marchés par ENGIE. La présente communication contient des informations et des déclarations prospectives. Ces déclarations comprennent des projections financières et des estimations ainsi que les hypothèses sur lesquelles celles-ci reposent, des déclarations portant sur des projets, des objectifs et des attentes concernant des opérations, des produits ou des services futurs ou les performances futures. Bien que la direction d'ENGIE estime que ces déclarations prospectives sont raisonnables, les investisseurs et les porteurs de titres ENGIE sont alertés sur le fait que ces informations et déclarations prospectives sont soumises à de nombreux risques et incertitudes, difficilement prévisibles et généralement en dehors du contrôle d'ENGIE qui peuvent impliquer que les résultats et développements attendus diffèrent significativement de ceux qui sont exprimés, induits ou prévus dans les déclarations et informations prospectives. Ces risques comprennent ceux qui sont développés ou identifiés dans les documents publics déposés par ENGIE auprès de l'Autorité des Marchés Financiers (AMF), y compris ceux énumérés sous la section « Facteurs de Risque » du document de référence d'ENGIE (ex GDF SUEZ) enregistré auprès de l'AMF le 9 mars 2022 (sous le numéro D.22-079). L'attention des investisseurs et des porteurs de titres ENGIE est attirée sur le fait que la réalisation de tout ou partie de ces risques est susceptible d'avoir un effet défavorable significatif sur ENGIE.

A propos d'ENGIE

Nous sommes un groupe mondial de référence dans l'énergie bas carbone et les services. Avec nos 101,500 collaborateurs (hors EQUANS), nos clients, nos partenaires et nos parties prenantes, nous sommes engagés chaque jour pour accélérer la transition vers un monde neutre en carbone, grâce à des solutions plus sobres en énergie et plus respectueuses de l'environnement. Guidés par notre raison d'être, nous concilions performance économique et impact positif sur les personnes et la planète en nous appuyant sur nos métiers clés (gaz, énergies renouvelables, services) pour proposer des solutions compétitives à nos clients.

Chiffre d'affaires en 2021 : 57,9 milliards d'euros. Coté à Paris et Bruxelles (ENGI), le Groupe est représenté dans les principaux indices financiers (CAC 40, Euronext 100, FTSE Eurotop 100, MSCI Europe) et extra-financiers (DJSI World, DJSI Europe, Euronext Vigeo Eiris - Eurozone 120/ Europe 120/ France 20, MSCI EMU ESG screened, MSCI EUROPE ESG Universal Select, Stoxx Europe 600 ESG, and Stoxx Global 1800 ESG).

Contact presse :

Tel. : + 33 (0)1 44 22 24 35

Email : engiepress@engie.com

Contact Relations Investisseurs :

Tel. : + 33 (0)1 44 22 66 29

Email : ir@engie.com



ANNEXE 1 : CHIFFRE D'AFFAIRES CONTRIBUTIF PAR ACTIVITE

Le chiffre d'affaires, à 25,6 milliards d'euros, a augmenté de 85,0 % en brut et de 84,4 % en organique.

Chiffre d'affaires contributif, après élimination des opérations intragroupes

En millions d'euros	31 mars 2022	31 mars 2021	Variation brute	Variation organique
Renouvelables	1 327	840	57,9 %	52,9 %
Infrastructures	2 097	2 163	- 3,1 %	- 2,4 %
Energy Solutions	3 184	2 495	27,6 %	27,0 %
Thermique	1 797	833	115,7 %	106,0 %
Fourniture d'énergie	5 206	3 021	72,3 %	72,4 %
Nucléaire	(16)	4	-	-
Autres	12 002	4 481	-	-
dont GEMS	11 996	4 391	-	-
Groupe ENGIE	25 596	13 837	+ 85,0 %	+ 84,4 %

Le chiffre d'affaires des **Renouvelables** s'est élevé à 1 327 millions d'euros, en hausse de 57,9 % en brut et de 52,9 % en organique. La croissance brute a inclus des effets de change positifs, principalement liés à l'appréciation du real brésilien par rapport à l'euro. En organique, le chiffre d'affaires a augmenté principalement en France, grâce à l'amélioration des prix de l'électricité, et en Amérique latine avec les actifs mis en service.

Le chiffre d'affaires des **Infrastructures** s'est élevé à 2 097 millions d'euros, en baisse de 3,1 % en brut et de 2,4 % en organique. La baisse organique est principalement liée à la diminution des volumes distribués due aux températures plus clémentes par rapport au premier trimestre 2021 en France et en Europe.

Le chiffre d'affaires d'**Energy Solutions** s'est élevé à 3 184 millions d'euros, en hausse de 27,6 % en brut et de 27,0 % en organique. La hausse des prix de l'énergie principalement en France, mais aussi au niveau mondial, ainsi qu'une dynamique commerciale globalement positive, portée par une demande croissante de solutions de décarbonation de la part des villes et des entreprises, ont porté cette croissance organique.

Le chiffre d'affaires des activités **Thermique** a augmenté de 115,7 % en brut et de 106,0 % en organique. L'augmentation brute comprend des effets de change positifs principalement en Amérique latine et un effet de périmètre négatif avec la cession de la centrale à charbon de Jorge Lacerda au Brésil en octobre 2021. La variation organique est principalement due à la forte performance des activités thermiques en Europe grâce à des conditions de marché exceptionnelles permettant de capturer des *spreads* plus élevés et d'augmenter la contribution des services ancillaires.

Le chiffre d'affaires des activités de **Fourniture d'énergie** s'est élevé à 5 206 millions d'euros, en hausse de 72,3 % en brut et de 72,4 % en organique. Cette augmentation est principalement due à la hausse des prix des commodités, qui n'a été que partiellement compensée par un effet volume négatif dû à des températures plus douces qu'au premier trimestre 2021.

Le chiffre d'affaires du **Nucléaire** a été non significatif après élimination des opérations intragroupes, puisque la production a été vendue en interne à d'autres activités du Groupe.



Le chiffre d'affaires des activités « **Autres** » s'élève à 12 002 millions d'euros. La forte augmentation est principalement due à l'augmentation des prix des commodités combinée à des volumes plus élevés dans le gaz naturel liquéfié ainsi qu'à des revenus de *trading* plus élevés dans un contexte de forte volatilité.

ANNEXE 2 : MATRICE DE L'EBIT

T1 2022 <i>En millions d'euros</i>	France	Reste de l'Europe	Amérique Latine	Amérique du nord	AMEA	Autres	Total
Renouvelables	172	91	208	15	1	(14)	472
Infrastructures	717	89	165	(1)		(2)	967
Energy Solutions	141	47	(2)	(4)	9	(40)	150
Thermique		397	28	11	106	(10)	531
Fourniture d'énergie	338	(23)	2		(3)	(5)	309
Nucléaire		583					583
Autres <i>dont GEMS</i>				6		514 625	520 <i>625</i>
Groupe ENGIE	1 367	1 184	401	26	112	442	3 532

T1 2021 <i>En millions d'euros</i>	France	Reste de l'Europe	Amérique Latine	Amérique du nord	AMEA	Autres	Total
Renouvelables	109	39	170	(64)	21	(1)	273
Infrastructures	854	80	116		18	(2)	1 067
Energy Solutions	115	47	(1)	(6)	5	(26)	135
Thermique		120	54	9	100	(7)	276
Fourniture d'énergie	139	104			(15)	(7)	220
Nucléaire		53					53
Autres <i>dont GEMS</i>				(3)		11 177	7 <i>177</i>
Groupe ENGIE	1 217	442	339	(65)	128	(32)	2 030

ANNEXE 3 : GUIDANCE 2022 - PRINCIPALES HYPOTHESES ET INDICATIONS

La guidance et les indications sont données sur la base des activités poursuivies.

Les principales hypothèses sont relatives aux 3 prochains trimestres de l'année 2022, les chiffres du premier trimestre 2022 étant déjà pris en compte dans cette revue à la hausse.

Par conséquent, les hypothèses actualisées incluent :

- absence d'interruption des approvisionnements en gaz provenant de Russie
- répercussion complète des coûts d'approvisionnement sur les tarifs de la fourniture d'énergie *BtoC* en France
- absence de changement réglementaire ou macro-économique majeur
- permanence des méthodes comptables
- absence de confinement majeur lié à la Covid
- conditions météorologiques moyennes
- €/USD : 1,12
- €/BRL : 5,90
- prix des commodités sur la moyenne des *forwards* observés au cours du quatrième trimestre 2021 et le premier trimestre 2022
- nucléaire en Belgique : environ 90 % de taux de disponibilité des centrales et 0,4 milliard d'euros de contingences
- résultat financier net récurrent compris entre (1,5) et (1,7) milliard d'euros
- taux d'imposition effectif récurrent d'environ 20 %

ANNEXE 4 : ANALYSE DE LA CROISSANCE ORGANIQUE EN BASE COMPARABLE

<i>En millions d'euros</i>	31 mars 2022	31 mars 2021	Variation brute/organique
Chiffres d'affaires	25 596	13 837	+ 85,0 %
Effet périmètre Effet change	- 8	- 165 202	
Données comparables	25 588	13 874	+ 84,4 %

<i>En millions d'euros</i>	31 mars 2022	31 mars 2021	Variation brute/organique
EBITDA	4 643	3 117	+ 49,0 %
Effet périmètre Effet change	- 2	- 91 54	
Données comparables	4 640	3 079	+ 50,7 %

<i>En millions d'euros</i>	31 mars 2022	31 mars 2021	Variation brute/organique
EBIT	3 532	2 030	+ 74,0 %
Effet périmètre Effet change	- 2	- 70 41	
Données comparables	3 530	2 001	+ 76,4 %

Le calcul de la croissance organique vise à présenter des données comparables tant en termes de taux de change utilisés pour la conversion des états financiers de sociétés étrangères qu'en termes d'entités contributives (méthode de consolidation et contribution en termes de nombre de mois comparable). La croissance organique en pourcentage représente le rapport entre les données de l'année en cours (N) et de l'année précédente (N-1) retraitées comme suit :

- Les données N-1 sont corrigées en supprimant les contributions des entités cédées au cours de la période N-1 ou prorata temporis pour le nombre de mois postérieurs à la cession en N.
- Les données N-1 sont converties au taux de change de la période N.
- Les données N sont corrigées des données des acquisitions N ou prorata temporis pour le nombre de mois antérieurs à l'acquisition en N-1.