

Résultats financiers ENGIE au 31 décembre 2021

Progrès significatifs dans la mise en œuvre de la stratégie annoncée

Très bonne performance en 2021, dans le haut de la fourchette des prévisions

Croissance des résultats attendue sur le moyen terme

Faits marquants

- Poursuite des investissements de croissance, en particulier dans les Renouvelables, avec 3 GW mis en service, portant la capacité totale installée à plus de 34 GW
- Cession d'EQUANS en bonne voie, finalisation attendue au S2 2022, comme annoncé
- Progrès importants dans la simplification du Groupe avec 9,2 Md€ de cessions engagées ou finalisées
- Taux de disponibilité des actifs nucléaires en Belgique élevé, à 92 %
- Nouvelles avancées sur la sortie du charbon avec la cession de Jorge Lacerda au Brésil et la fermeture de Tejo au Portugal
- Nouvelle organisation du Groupe en place, fondée sur l'alignement et la discipline avec 4 GBUS, responsables de leur P&L

Performance financière

- Haut de la fourchette de *guidance*¹ 2021 atteint, avec un RNRpg « total » de 3,2 Md€ (EQUANS inclus)
- RNRpg des activités poursuivies à 2,9 Md€, croissance significative de l'EBIT, en hausse organique de 42 % à 6,1 Md€, bénéficiant d'un environnement de prix favorable et de la performance opérationnelle
- Un niveau de liquidités et un bilan solides permettant de s'adapter au nouvel environnement du marché des commodités, avec un impact des appels de marge sur le CFFO
- Proposition d'un dividende 2021 de 0,85 € par action
- *Guidance* 2022 - 2024 annoncée, avec un RNRpg 2024 attendu entre 3,3 - 3,5 Md€

Chiffres-clés au 31 décembre 2021

En milliards d'euros	31/12/2021	31/12/2020 ²	Δ 2021/20 brute	Δ 2021/20 organique
Chiffre d'affaires	57,9	44,3	+ 30,6 %	+ 33,1 %
EBITDA	10,6	8,9	+ 18,6 %	+ 21,9 %
EBIT	6,1	4,5	+ 36,8 %	+ 42,2 %
Résultat net récurrent part du Groupe (activités poursuivies)	2,9	1,7	+ 69,7 %	
RNRpg (total)	3,2	1,7	+ 85,4 %	
Résultat Net part du Groupe (total)	3,7	(1,5)	-	
Capex³	8,0	7,5	+ 6,1 %	
Cash Flow From Operations⁴	6,3	6,6	- 5,3 %	
Dette financière nette⁵	25,3	22,5	+ 2,9 Md€	
Dette nette économique	38,3	37,4	+ 0,9 Md€	
Dette nette économique / EBITDA	3,6x	4,2x	- 0,6x	

N.B. Les notes de bas de page se trouvent en page 14.



Catherine MacGregor, Directrice Générale, a déclaré : « Avec notre plan stratégique à horizon 2023 présenté l'année dernière, nous posons les fondations d'une croissance durable à long-terme. Tout au long de cette année, nous avons mis en œuvre notre stratégie et nos priorités avec méthode et rigueur. Dans un contexte énergétique inédit, nous avons tenu nos engagements qui se traduisent par une solide performance financière.

La transition énergétique est en marche, à un rythme soutenu, et révèle de formidables opportunités pour ENGIE. Notre positionnement unique, qui s'appuie sur la résilience de notre portefeuille d'actifs et la force de notre modèle intégré, nous place durablement sur une trajectoire de croissance et de création de valeur pour l'ensemble de nos parties prenantes et pour nos actionnaires. »

Perspectives et guidance 2022 - 2024

Les progrès réalisés dans le cadre du plan stratégique à horizon 2023 présenté l'année dernière posent les bases solides qui permettront à ENGIE d'atteindre son objectif de neutralité carbone tout en continuant à croître sur le long terme.

À horizon 2024, le Groupe prévoit une croissance de ses résultats principalement portée par les investissements dans les Renouvelables et par l'amélioration des performances d'*Energy Solutions*, ainsi qu'une contribution résiliente des Infrastructures. Cette croissance devrait notamment reposer sur une amélioration significative de la productivité. Cette combinaison de facteurs porteurs devrait plus que compenser la baisse des résultats du Nucléaire en Belgique consécutive à l'arrêt des centrales d'ici 2025, et générer une croissance progressive des résultats et des dividendes.

Hypothèses de prix des commodités en Europe retenues dans la guidance pour les volumes merchant non couverts : Compte tenu de la forte volatilité des prix des commodités en Europe, ENGIE a modifié les hypothèses de prix à terme retenues dans sa *guidance*. Ces hypothèses de prix concernent majoritairement la partie des volumes *merchant* non couverts de la production nucléaire en Belgique et en France, ainsi que de la production hydroélectrique en France. Les hypothèses de prix retenues pour la *guidance* 2022-2024 telle que présentée dans ce document sont basées sur la moyenne des prix à terme en Europe du second semestre 2021. Pour les exercices précédents, les prix retenus pour la *guidance* étaient les prix à terme en Europe du dernier jour de l'année civile précédente.

Ainsi, entre 2022 et 2024, ENGIE prévoit :

En milliards d'euros	Résultats 2022	Résultats 2023	Résultats 2024
EBITDA	10,7 - 11,1	10,9 - 11,3	11,3 - 11,7
EBIT	6,1 - 6,5	6,2 - 6,6	6,4 - 6,8
Guidance RNRpg	3,1 - 3,3	3,2 - 3,4	3,3 - 3,5

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.

A titre indicatif, si les prix à terme au 31 décembre 2021 pour les volumes non couverts avaient été retenus comme par le passé, cela aurait conduit arithmétiquement à une contribution additionnelle au niveau du RNRpg de + 0,6 milliard d'euros en 2022, + 0,4 milliard d'euros en 2023 et + 0,2 milliard d'euros en 2024.

De plus amples détails sur les objectifs et la *guidance* 2022 - 2024 sont fournis en page 12. Leurs hypothèses et indications principales sont détaillées en annexe 4.



Politique de dividende réaffirmée et proposition d'un dividende de 0,85 € par action pour 2021

ENGIE s'attache à proposer un dividende croissant et pérenne à ses actionnaires.

Le Conseil d'Administration a ainsi réaffirmé la politique de dividende du Groupe visant à distribuer 65 à 75 % du résultat net récurrent part du Groupe, et incluant un dividende plancher de 0,65 € par action pour la période allant de 2021 à 2023.

Pour 2021, le Conseil d'Administration a ainsi proposé de distribuer 66 % du résultat net récurrent part du Groupe, soit un dividende de 0,85 € par action. Cette proposition sera soumise à l'approbation des actionnaires lors de l'Assemblée Générale du 21 avril 2022.

Avancées stratégiques qui posent les fondations d'une réussite à long-terme

En 2021, ENGIE a atteint ses objectifs dans un contexte énergétique inédit, principalement en tirant parti de la force de son modèle intégré. Grâce à des niveaux de disponibilité élevés des actifs, le Groupe a pu utiliser ses capacités de production flexibles dans un marché tendu. Le bon équilibre des positions contractuelles et des activités, ainsi qu'une liquidité et un bilan solides, ont également permis de gérer de manière efficace et dynamique toutes les expositions, au bénéfice du Groupe et de ses clients.

Poursuite de la croissance en 2021 : accélération dans les Renouvelables et *Energy Solutions* et développement des Infrastructures à l'international

En 2021, ENGIE a poursuivi sa croissance.

Entre 2019 et 2021, le Groupe a mis en service 9 GW de capacités renouvelables, et ce en dépit des tensions accrues sur les chaînes d'approvisionnement observées partout dans le monde tout au long de l'année. La capacité installée totale de Renouvelables du Groupe est désormais supérieure à 34 GW. ENGIE est en ordre de marche pour accélérer ses ajouts annuels de capacité, qui seront désormais de 4 GW en moyenne par an d'ici 2025, pour atteindre 50 GW de capacité renouvelable installée (à 100 %) à cet horizon. Pour soutenir son ambition, ENGIE peut compter sur un *pipeline* solide d'environ 66 GW de projets identifiés.

Après une période d'incertitude liée à la pandémie, 2021 a été marquée par la reprise du développement commercial au sein d'*Energy Solutions*. En décembre 2021, la Ville de Paris a choisi ENGIE et son partenaire, le groupe RATP, pour gérer son réseau de froid en renouvelant la concession pour une durée de 20 ans.

Enfin, en ce qui concerne les Infrastructures à l'international, le début de l'exploitation commerciale de Gralha Azul et les premiers tests de mise sous tension de Novo Estado, les deux lignes de transmission électrique construites par ENGIE au Brésil, constituent des réalisations significatives pour le Groupe.

Avancées majeures dans la réalisation du plan de cession

Au cours de l'année 2021, le plan de recentrage d'ENGIE a enregistré des avancées significatives, avec 9,2 milliards d'euros de cessions engagées ou finalisées à date. Compte tenu de la forte dynamique engagée, l'impact total du plan de cession sur la dette financière nette est désormais attendu à au moins 11 milliards d'euros entre 2021 et 2023, contre une indication initiale de 9 à 10 milliards d'euros.

Simplification et recentrage

Le 5 novembre 2021, ENGIE est entré en négociations exclusives avec Bouygues pour la cession de 100 % d'EQUANS. Il s'agit d'une étape majeure dans la mise en œuvre du plan stratégique d'ENGIE, qui contribue à la simplification du Groupe et lui permettra de se concentrer sur l'accélération des investissements dans ses activités cœur. Entité indépendante au sein d'ENGIE depuis le 1^{er} juillet 2021, EQUANS est un leader mondial des activités de services multi-techniques. L'offre ferme et engageante de Bouygues valorise 100 % d'EQUANS à 7,1 milliards d'euros en valeur d'entreprise⁶ et devrait réduire de 6,8 milliards d'euros la dette financière nette du Groupe. Le processus de cession avance selon le calendrier prévu et sa finalisation, toujours attendue au second semestre



2022, est soumise à l'obtention des autorisations des autorités réglementaires et à la levée des conditions suspensives usuelles.

Par ailleurs, le 31 août, ENGIE a reçu une offre ferme et irrévocable du groupe ALTRAD pour ENDEL, filiale à 100% d'ENGIE et spécialiste de la maintenance industrielle et des services à l'énergie. Il s'agit d'une étape supplémentaire dans la simplification du portefeuille des activités de services.

En mai, ENGIE a finalisé la vente de 10% de GTT. Avec cette cession partielle, GTT est désormais mise en équivalence depuis le mois de juin. Simultanément, ENGIE a émis des obligations échangeables en actions ordinaires existantes de GTT pour un montant nominal total de 290 millions d'euros, obligations ne portant pas intérêt et arrivant à échéance en 2024. En cas d'échange intégral de ces obligations, ENGIE conserverait une participation d'environ 20 %, contre 40 % avant cette opération.

Enfin, ENGIE a finalisé la vente d'ENGIE EPS en juillet.

Sur le plan du recentrage géographique, le Groupe est sorti, ou a signé des accords de sortie, de 18 pays⁷ en 2021. Une fois ces sorties effectives, le Groupe opérera dans 35 pays. ENGIE prévoit de ramener sa présence à moins de 30 pays d'ici 2023.

Rééquilibrage du portefeuille d'Infrastructures

Le 22 décembre 2021, ENGIE et son partenaire SIG ont annoncé la finalisation de la cession de 11,5 % du capital de GRTgaz. Cette transaction, réalisée sur la base d'un ratio de valeur d'entreprise ramenée à la BAR de 148 %, a réduit la dette financière nette d'ENGIE de 1,1 milliard d'euros et illustre la vision commune d'ENGIE et de son partenaire sur le rôle à long terme du gaz et également des gaz renouvelables.

Politique d'investissement et d'allocation des ressources disciplinée

En 2021, le total des investissements s'est élevé à 8,0 milliards d'euros, dont 4,3 milliards dédiés aux investissements de croissance.

Ces derniers sont parfaitement en ligne avec le plan stratégique présenté en mai 2021 pour atteindre l'objectif « Net Zéro Carbone » d'ici 2045 : en effet, les investissements de croissance ont été consacrés aux Renouvelables (44 %), aux Infrastructures (31 %) et à *Energy Solutions* (17 %). De même, une part substantielle (plus de 90 %) ont été investis dans des développements organiques.

Premiers résultats du plan de performance

Le plan de performance lancé a permis à ENGIE d'atteindre son objectif 2021 d'une contribution nette à l'EBIT de 0,1 milliard d'euros. L'excellence opérationnelle et l'optimisation des fonctions support ont contribué à l'atteinte de cet objectif.

Pour rappel, la contribution nette à l'EBIT entre 2021 et 2023 de ce plan de performance devrait s'élever à 0,6 milliard d'euros.

Point sur les actifs nucléaires en Belgique

Le gouvernement belge a proposé un nouveau projet de loi qui devrait être voté au printemps 2022. Il porte sur la disponibilité des fonds relatifs aux provisions nucléaires et propose un calendrier pour le financement des coûts de démantèlement et de gestion des déchets d'ici 2030. Si ce projet de loi est adopté, cela conduirait à un financement supplémentaire des coûts de démantèlement jusqu'en 2030, représentant environ 0,7 milliard d'euros par an entre 2022 et 2024. Electrabel a déjà reconnu et comptabilisé ses obligations relatives aux coûts de démantèlement et de gestion du combustible usé et sa situation financière solide permettra ces financements complémentaires. Ce projet de loi n'incluant pas de changement dans le montant des provisions ou leur méthode d'évaluation, il n'aurait pas d'impact sur la dette nette économique d'ENGIE.

La prochaine révision triennale des provisions nucléaires relatives au démantèlement des centrales nucléaires et à la gestion des déchets aura lieu au second semestre 2022. Suivant le même processus que lors de la dernière



révision en 2019, celle-ci tiendra compte de toute mise à jour requise des taux d'actualisation et des scénarii de référence pour l'estimation de coûts.

Progrès vers la neutralité carbone et objectifs ESG

Progrès sur la sortie du charbon pour soutenir l'ambition « Net Zéro Carbone »

ENGIE s'est engagé à atteindre l'objectif « Net Zéro Carbone » sur les trois scopes d'ici 2045 en suivant la trajectoire « well below 2°C », avec des jalons intermédiaires. Dans la droite ligne de cet objectif, ENGIE est devenu l'un des membres fondateurs de la « First Movers Coalition », lancée lors de la COP26. En rejoignant cette coalition, ENGIE s'engage à acheter des produits à faible teneur en carbone afin de contribuer au développement de chaînes d'approvisionnement décarbonées.

ENGIE poursuit son objectif de sortie du charbon avec la finalisation en octobre de la cession de Jorge Lacerda au Brésil, complexe qui comprend une centrale à charbon de 0,7 GW. Cette transaction contribue à une transition progressive de l'économie régionale, tout en réduisant les impacts socio-économiques locaux et démontre l'importance d'une transition juste pour le Groupe.

En outre, la dernière centrale à charbon d'ENGIE en Europe, située au Portugal, a été arrêtée en novembre 2021. ENGIE confirme son engagement de sortir de tous les actifs au charbon en Europe d'ici 2025 et dans le monde d'ici 2027, y compris s'agissant de la production d'énergie à base de charbon pour les réseaux urbains de chaleur et de froid.

A fin 2021, le charbon représentait 2,9 GW au sein du portefeuille total de production centralisée de 100,3 GW d'ENGIE.

Objectifs clés ESG

En 2021, les émissions de gaz à effet de serre provenant de la production d'énergie ont baissé pour atteindre 67 millions de tonnes.

ENGIE a également augmenté la part des énergies renouvelables dans son portefeuille, celle-ci passant de 31 % à fin 2020 à 34 % à fin 2021 avec la mise en service de 3 GW de capacités Renouvelables.

En termes de diversité de genres, ENGIE comptait 25 % de femmes cadres à fin 2021. Le Groupe met en œuvre des plans d'action pour atteindre un meilleur équilibre homme-femme d'ici 2030.

Résolution « Say on Climate »

Dans le cadre du dialogue avec les actionnaires d'ENGIE, le Conseil d'Administration a décidé de les consulter lors de la prochaine Assemblée Générale annuelle sur la stratégie de transition climatique du Groupe.

Santé et sécurité

En 2021, le Groupe ENGIE et ses sous-traitants ont malheureusement déploré plusieurs accidents graves, dont 16 mortels, notamment sur des chantiers de construction. Une réponse coordonnée à l'échelle du Groupe et un plan d'action complet ont été mis en œuvre par les équipes dirigeantes d'ENGIE afin de réévaluer toutes les normes et procédures de sécurité pour l'ensemble des activités et des géographies du Groupe (sous-traitants compris), dans le but de garantir que seules celles répondant aux standards les plus élevés sont appliquées.

Le Groupe ENGIE est résolument engagé dans la mise en œuvre de ce plan afin que la sécurité de chaque employé, fournisseur ou sous-traitant soit à chaque instant pleinement garantie.

Présentation des données opérationnelles et financières

En 2021, le **chiffre d'affaires du Groupe** s'est établi à 57,9 milliards d'euros, en hausse de 30,6 % en brut et 33,1 % en organique.

L'**EBITDA** s'est élevé à 10,6 milliards d'euros, soit une hausse brute de 18,6 % et de 21,9 % en organique.

L'**EBIT**, qui s'est élevé à 6,1 milliards d'euros, a enregistré une hausse brute de 36,8 % et de 42,2 % en organique.

- **Taux de change** : la détérioration des taux de change se reflète dans l'EBIT avec un impact total négatif de 94 millions d'euros, principalement lié à la dépréciation du real brésilien et du dollar américain.
- **Variations de périmètre** : l'effet périmètre négatif net de 69 millions d'euros est principalement lié à la cession de 10 % des actions de GTT (qui a entraîné un changement de méthode de consolidation des 30 % restants) et la vente partielle d'actifs solaires en Inde. Ces effets ont été partiellement compensés par la cession de 29,9 % des parts du Groupe dans SUEZ, dont la contribution était négative en 2020 et par la contribution positive des actifs hydrauliques au Portugal acquis en décembre 2020.
- **Températures en France** : par rapport à la normale, l'effet température s'est élevé à environ 118 millions d'euros, générant une hausse de 338 millions d'euros par rapport à l'année 2020 pour laquelle les températures étaient plus élevées que la moyenne. Cette variation positive bénéficie aux Infrastructures, à la fourniture d'énergie et aux activités Autres⁸ en France.

Contribution des activités à l'EBIT 2021 :

En millions d'euros	31/12/2021	31/12/2020	Δ 2021/20 brute	Δ 2021/20 organique	dont effet temp. (France) vs. 2020
Renouvelables	1 185	1 093	+ 8,4 %	+ 21,7 %	
Infrastructures	2 314	2 060	+ 12,3 %	+ 13,1 %	+ 210
Energy Solutions	366	305	+ 19,8 %	- 0,4 %	
Thermique	1 183	1 259	- 6,0 %	- 3,9 %	
Fourniture d'énergie	174	184	- 5,5 %	- 6,4 %	+ 101
Nucléaire	970	(111)	-	-	
Autres	(46)	(297)	+ 84,4 %	+ 86,7 %	+ 26
EBIT	6 145	4 493	+ 36,8 %	+ 42,2 %	+ 338
<i>EQUANS⁹</i>	368	85	-	-	-
<i>EBIT y compris EQUANS</i>	6 513	4 578	+ 42,3 %	+ 46,8 %	+ 338

Renouvelables : effet positif des prix et contribution des actifs nouvellement mis en service

En millions d'euros	31/12/2021	31/12/2020	Δ 2021/20 brute	Δ 2021/20 organique
EBIT	1 185	1 093	+ 8,4 %	+ 21,7 %
Capex totaux	2 007	1 631	+ 23,0 %	-
CNR – prix captés (€/MWh)	56,4	43,9	+ 28,5 %	-
Marges DBSO ¹⁰ (contribution EBIT)	31	98	- 68,1 %	-
Indicateurs de performance opérationnelle				
Mises en service (GW à 100 %)	3,0	3,0		
Volumes hydro - France (TWh à 100 %)	15,1	15,3	- 0,5 %	

3 GW de capacité Renouvelables ont été mises en service en 2021 dans les géographies clés du Groupe, dont 1,8 GW d'actifs éoliens et 1,1 GW d'actifs solaires. Ces nouvelles mises en service d'actifs portent la capacité installée totale (à 100 %) à 34,2 GW au 31 décembre 2021.



En novembre 2021, ENGIE, et son partenaire Crédit Agricole Assurances, ont signé un accord pour l'acquisition d'Eolia, l'un des plus grands producteurs d'énergie renouvelable en Espagne. Avec 0,9 GW d'actifs en opération et un portefeuille de 1,2 GW de projets renouvelables, cette acquisition permettra à ENGIE de renforcer sa présence dans la péninsule ibérique.

ENGIE apportera notamment sa valeur ajoutée industrielle en prenant en main la gestion du *pipeline* de projets et en fournissant une gamme complète de services (exploitation et maintenance, gestion des actifs, gestion de l'énergie et services associés) aux actifs en opération. Une fois finalisée, cette transaction aura un impact sur la dette nette du Groupe de 0,4 milliard d'euros pour une valeur d'entreprise d'environ 2 milliards d'euros.

Outre Eolia, ENGIE a encore renforcé son *pipeline* avec les acquisitions d'Assul Sol au Brésil.

Plus récemment, en janvier 2022, Ocean Winds, la *joint-venture* d'ENGIE avec EDPR dans l'éolien en mer, a obtenu les droits de développement de nouvelle capacité éolienne en mer en Écosse pour environ 1 GW. De même, en Corée du Sud, au sein d'une coentreprise avec Aker Offshore Wind (33,3 %), Ocean Winds a obtenu les droits de développement exclusifs de 870 MW de capacité éolienne en mer flottante en Corée du Sud. L'attribution de droits supplémentaires de 450 MW est également attendue prochainement.

Le Groupe poursuit son développement et accompagne ses clients dans leurs efforts de décarbonation de leurs activités, comme en témoigne la signature d'un montant total de 2,1 GW de contrats long-terme de vente d'électricité renouvelable aux entreprises (« *cPPAs* »), confirmant sa position de *leader* en tant que fournisseur de *cPPAs* renouvelables dans le monde.

Les Renouvelables ont enregistré une augmentation organique de l'EBIT de 21,7 %, principalement grâce à des prix captés plus élevés (+ 335 millions d'euros) pour la production hydroélectrique en France et au Brésil et à des compensations liées à la décision « GFOM » plus élevées (+87 millions d'euros par rapport à l'année dernière). Les capacités mises en service, principalement aux Etats-Unis et au Brésil, ont également contribué à cette augmentation (+ 102 millions d'euros). Cette performance positive a été partiellement réduite par l'impact de l'épisode de froid extrême survenu au Texas en février 2021 (environ - 90 millions d'euros), des marges DBSO en baisse et des volumes hydro moins importants au Brésil et en France.

Infrastructures : températures plus froides en Europe et contribution des Infrastructures à l'international en hausse

En millions d'euros	31/12/2021	31/12/2020	Δ 2021/20 brute	Δ 2021/20 organique
EBITDA	4 121	3 848	+ 7,1 %	+ 7,6 %
EBIT	2 314	2 060	+ 12,3 %	+ 13,1 %
Total Capex	2 525	2 591	- 2,6 %	
Indicateurs de performance opérationnelle				
Effet température – France (EBIT en m€)	75	(135)	+ 210	-
Compteurs communicants - France (m)	9,2	6,9	+ 2,2	-

Les Infrastructures gazières en France ont maintenu un niveau élevé de fiabilité et ont réalisé une performance solide tant en matière d'efficacité opérationnelle que dans le développement des gaz renouvelables, appelés à jouer un rôle de plus en plus important à long-terme. 2,2 millions de compteurs communicants ont été installés en 2021, soit près de 9,2 millions déployés au total. De même, 147 nouveaux sites de production de biométhane ont été raccordés aux réseaux d'ENGIE en France, ce qui porte à 351 le nombre total de sites raccordés. Au total, ces unités peuvent contribuer à une production annuelle allant jusqu'à 6,1 TWh.

Au Brésil, sur les deux lignes de transport d'électricité construites par ENGIE, l'exploitation commerciale de Gralha Azul a démarré et les premiers essais de mise sous tension ont été réalisés sur Novo Estado. L'activité de transport de gaz TAG a également contribué à la performance des Infrastructures à l'international. Les résultats de TAG sont d'ailleurs supérieurs à ceux attendus au moment de l'acquisition.



Les Infrastructures ont enregistré une augmentation organique de l'EBIT de 13,1 %.

L'EBIT des Infrastructures en France a augmenté de 216 millions d'euros grâce à des températures plus froides et à la reprise post-Covid. Cette hausse a cependant été partiellement réduite par des volumes transportés souscrits en baisse et par l'effet négatif attendu sur les revenus consécutifs aux révisions réglementaires. L'EBIT hors de France a quant à lui augmenté de 51 millions d'euros grâce à une contribution organique en hausse de TAG, ainsi qu'à des températures plus froides dans le reste de l'Europe.

Energy Solutions : bon développement commercial et amélioration de la performance compensés par les coûts de développement en hausse d'EVBox

En millions d'euros	31/12/2021	31/12/2020	Δ 2021/20 brute	Δ 2021/20 organique
Revenues	9 940	8 840	+ 12,4 %	+ 13,0 %
EBIT	366	305	+ 19,8 %	- 0,4 %
Total Capex	901	767	+ 17,5 %	-
Indicateurs de performance opérationnelle				
Cap. installée infra. décentralisées (GW)	23,0	22,6 ¹¹	+ 1,8 %	-
Marge d'EBIT (hors EVBox)	5,2 %	4,1 %	+ 110 bps	-
Backlog – concessions en France (Md€)	16,8	13,3	+ 3,5	

La capacité nette installée des infrastructures énergétiques décentralisées a augmenté de 0,4 GW en 2021 (en tenant compte de 0,8 GW de capacité vendus au Qatar) et 1,5 GW sont actuellement en construction.

Le 6 décembre 2021, ENGIE, aux côtés de son partenaire RATP, a été sélectionné par la Ville de Paris pour gérer son réseau de froid à partir d'avril 2022. Le renouvellement de cette concession pour 20 ans couvre la production, le stockage, le transport et la distribution d'énergie frigorifique de la ville, et générera un chiffre d'affaires prévisionnel de 2,4 milliards d'euros pour toute la durée du contrat. ENGIE sera également en charge de l'extension du réseau de 158 km d'ici 2042, afin de desservir tous les arrondissements de Paris et de s'ouvrir à de nouveaux clients tels que les hôpitaux, les crèches, les écoles et les maisons de retraite.

Energy Solutions a enregistré une variation organique négative de son EBIT de 0,4 %. L'EBIT des infrastructures énergétiques décentralisées a augmenté de 14 millions d'euros pour atteindre 385 millions d'euros, principalement grâce à une bonne performance opérationnelle notamment en Amérique du Nord et en France ainsi qu'à des températures plus froides pour les réseaux de chauffage urbain en France. L'EBIT des services d'efficacité énergétique a augmenté de 74 millions d'euros pour atteindre 126 millions d'euros, grâce à la reprise progressive post-Covid permettant une amélioration de la performance opérationnelle. Ces variations positives ont été entièrement compensées par des coûts liés au développement d'EVBox plus élevés (contribution en baisse de 90 millions d'euros pour atteindre (145) millions d'euros en 2021).

En décembre 2021, TPG, EVBox et ENGIE ont mutuellement décidé de mettre fin à l'accord de fusion signé en décembre 2020, les parties n'étant pas parvenues à s'entendre sur un nouvel accord avant la date d'expiration du 31 décembre 2021. Cette décision a été motivée par un certain nombre de facteurs, notamment les graves répercussions de la pénurie mondiale de composants sur l'activité d'EVBox, qui ont eu un impact sur les ventes mais également sur les marges en raison de la hausse des coûts. ENGIE met en œuvre des actions pour limiter les impacts de la pénurie et remédier à la sous-performance actuelle. ENGIE estime que l'avenir d'EVBox en tant que *leader* sur le marché des fournisseurs de solutions de recharge est très prometteur et reste engagé pour soutenir EVBox dans sa croissance.

Thermique : effets négatifs au Chili, hausse des *spreads* et services auxiliaires, captés par les actifs pilotables flexibles en Europe

En millions d'euros	31/12/2021	31/12/2020	Δ 2021/20 brute	Δ 2021/20 organique
EBITDA	1 628	1 708	- 4,7 %	- 2,4 %
EBIT	1 183	1 259	- 6,0 %	- 3,9 %
Indicateurs de performance opérationnelle				
CSS moyen capté - Europe (€/MWh)	19	12	+ 62,9 %	-
Capacité installée (GW)	59,9	63,6	- 3,7	-

Les activités Thermiques ont atteint un haut niveau de fiabilité avec un taux d'indisponibilités internes non planifiées inférieur à 5 %. Ces activités offrent une flexibilité importante dans un contexte d'intermittence des énergies renouvelables et contribuent à la sécurité d'approvisionnement future.

Le 31 octobre 2021, les deux projets d'ENGIE de turbines à gaz à cycle combiné (CCGT) à Vilvorde et sur le site des Awirs, d'une capacité de 875 MW chacun, ont été sélectionnés pour un contrat de 15 ans dans le cadre des premières enchères du Mécanisme de Rémunération de la Capacité (CRM) en Belgique. Ces projets représentent un investissement d'environ 0,5 milliards d'euros chacun. Sous réserve de la finalisation du processus d'obtention des autorisations, le Groupe lancera les travaux sur le site des Awirs afin que le projet soit finalisé le 1er novembre 2025 au plus tard. Pour la centrale de Vilvorde, le Groupe a introduit une nouvelle demande de permis environnemental en janvier 2022 à la suite d'un rejet par la Région Flamande en octobre 2021. Ces centrales s'inscrivent dans la transition vers une production d'électricité décarbonée car elles seront capables de valoriser des gaz verts, et tendront à long terme vers la neutralité carbone.

Les activités Thermiques continuent de réduire leurs émissions de CO₂. Dans cette optique, ENGIE a finalisé la cession de Jorge Lacerda au Brésil en octobre 2021 et a arrêté en novembre l'exploitation de sa dernière centrale à charbon en Europe située au Portugal, réduisant ainsi la capacité à 100 % d'actifs au charbon à moins de 3 GW (à 100 %).

Les activités Thermiques ont enregistré une baisse organique de l'EBIT de 3,9 %. 2021 a néanmoins été une bonne année, qui a succédé à une très bonne année 2020.

L'EBIT contracté a diminué de 200 millions d'euros pour s'établir à 656 millions d'euros, principalement en raison de l'impact combiné de la hausse des prix *spot* d'approvisionnement due à une faible production hydroélectrique, de la moindre disponibilité des centrales thermiques et de la hausse des prix des combustibles au Chili. L'EBIT *Merchant* a augmenté de 151 millions d'euros pour atteindre 527 millions d'euros, bénéficiant en Europe de la hausse des services auxiliaires et des *spreads* captés par les centrales à gaz pilotables et les actifs de pompage-turbinage.

Fourniture d'énergie : marges en baisse et retournement des éléments exceptionnels positifs de 2020, partiellement compensés par des volumes plus élevés.

En millions d'euros	31/12/2021	31/12/2020	Δ 2021/20 brute	Δ 2021/20 organique
EBITDA	445	433	+ 2,6 %	+ 2,0 %
EBIT	174	184	- 5,5 %	- 6,4 %
Effet température – France (EBIT en m€)	34	(67)	+ 101	-

En France, 2,6 millions de clients particuliers bénéficient des offres de gaz aux tarifs réglementés d'ENGIE. Pour limiter l'impact de la hausse des prix des commodités pour les ménages français, le gouvernement français a

décidé de mettre en place un gel des tarifs réglementés à partir du 1^{er} novembre 2021. En octobre, ce dernier a proposé un amendement à la loi de finances 2022 en vue de compenser ENGIE et d'autres fournisseurs pour les pertes de revenus dues à cette mesure. Cet amendement a ensuite été adopté par le Sénat et par l'Assemblée nationale, permettant ainsi à ENGIE de comptabiliser des créances et ainsi de neutraliser l'impact de ce gel des tarifs dans le compte de résultat.

L'EBIT de la fourniture d'énergie s'est élevé à 174 millions d'euros, en baisse de 6,4 % sur une base organique. Cette baisse de l'EBIT est principalement due à un effet prix négatif (- 112 millions d'euros par rapport à l'année dernière), notamment imputable aux marges plus faibles pour la fourniture d'électricité en Belgique et pour la fourniture du gaz en Roumanie, compensé, en partie seulement, par des marges plus élevées et une meilleure couverture en Australie. D'autres effets (- 34 millions d'euros), tels que le retournement de *one-offs* positifs en 2020, ont également pesé sur la performance annuelle.

L'effet volumes a été positif (+ 143 millions d'euros) en raison des températures plus froides et de la reprise progressive consécutive à l'amélioration de la situation sanitaire liée à la Covid.

Nucléaire : performance exceptionnelle résultant de prix captés plus élevés et d'une meilleure disponibilité

En millions d'euros	31/12/2021	31/12/2020	Δ 2021/20 brute	Δ 2021/20 organique
EBITDA	1 413	415	-	-
EBIT	970	(111)	-	-
Total Capex	1 462	1 740	- 16,0 %	-
Indicateurs de performance opérationnelle				
Production (BE + FR, proport., TWh)	47,4	36,5	+ 10.9 TWh	-
Disponibilité (Belgique, à 100 %)	91,8 %	62,6 %	+ 2 920 bps	-

Les actifs de production Nucléaire d'ENGIE en Belgique ont atteint un niveau élevé de disponibilité, de 92 %, contre 63 % en 2020, générant ainsi des volumes produits beaucoup plus élevés que l'année dernière.

L'EBIT du Nucléaire s'est élevé à 970 millions d'euros en 2021, après 3 années consécutives de contribution négative, et un EBIT négatif de 111 millions d'euros en 2020. Cette performance résulte d'une combinaison de prix captés plus élevés (+ 733 millions d'euros) et d'une meilleure disponibilité (+ 518 millions d'euros), tant sur les droits de tirage en France que sur les centrales en Belgique. Elle est partiellement compensée par l'augmentation des taxes spécifiques aux centrales en Belgique, qui se sont élevées à 149 millions d'euros en 2021. Les amortissements ont diminué à la suite des pertes de valeur comptabilisées en 2020.

Activités « Autres » : solide performance commerciale et de *trading* et baisse des coûts *Corporate*

L'EBIT des activités « Autres » s'est élevé à (46) millions d'euros, soit une amélioration de 250 millions d'euros par rapport à 2020. Cette amélioration s'explique principalement par les solides performances commerciales et de *trading* de GEMS (Global Energy Management & Sales¹²), notamment au cours du second semestre 2021 dans un contexte de forte volatilité. Elle s'explique également par la reprise post-Covid ainsi que de températures plus froides. Dans l'ensemble, la contribution de GEMS a augmenté de 318 millions d'euros pour atteindre 564 millions d'euros.

Les activités « autres » ont également été impactées négativement par la normalisation de la contribution de GTT (en baisse de 34 millions d'euros à 70 millions) après une contribution record en 2020.

Enfin, les coûts *Corporate* ont diminué par rapport à l'année dernière.

EQUANS, activités non poursuivies

À la suite de l'entrée en négociations exclusives avec Bouygues le 5 novembre 2021, EQUANS a été comptabilisé comme " Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités abandonnées " selon la norme comptable IFRS 5, donc présenté dans les résultats de l'exercice 2021 comme "activités abandonnées".

Afin de permettre la comparabilité des résultats de l'année par rapport à la *guidance*, les différents indicateurs financiers du Groupe se décomposent comme suit :

En milliards d'euros	Activités poursuivies	Activités non poursuivies	Total	Guidance
EBITDA	10,6	0,6	11,2	10,8 - 11,2
EBIT	6,1	0,4	6,5	6,1 - 6,5
RNRpg	2,9	0,2	3,2	3,0 - 3,2
Dette nette économique / EBITDA	3,6x		3,5x	≤ 4,0x

Les chiffres de la colonne "total" se comparent à la *guidance* 2021 mise à jour pour la dernière fois le 10 novembre 2021.

Résultat net récurrent part du Groupe de 2,9 milliards d'euros

Résultat net part du Groupe de 3,7 milliards d'euros

En milliards d'euros	2021
RNRpg (activités poursuivies)	2,9
Pertes de valeur	(1,0)
Coûts de restructuration	(0,2)
Plus-values de cession	1,1
MtM des commodités	0,7
Impôts non récurrents	(0,6)
Autres ¹³	0,7
RNpg (y compris EQUANS)	3,7

Le résultat net récurrent part du Groupe s'est élevé à 2,9 milliards d'euros contre 1,7 milliard d'euros au 31 décembre 2020. Cette hausse était principalement due à la forte croissance de l'EBIT et à la baisse du taux effectif d'impôt récurrent de 30,5 % à 29,3 %.

Le résultat net récurrent part du Groupe, y compris EQUANS s'est élevé à 3,2 milliards d'euros contre 1,7 milliard d'euros au 31 décembre 2020.

Le résultat net part du Groupe est de 3,7 milliards d'euros. L'augmentation de 5,2 milliards d'euros par rapport à 2020 est principalement liée à la hausse du résultat net récurrent part du Groupe et à la baisse des pertes de valeur comptabilisées. Les pertes de valeur comptabilisées en 2021 de 1,0 milliard d'euros sont principalement liées à des actifs au charbon au Brésil et renouvelables au Mexique.

Les plus-values de cession de 1,1 milliard d'euros sont principalement liées à la vente de la participation de 10 % dans GTT (y compris la réévaluation des 30 % conservés) et au complément de prix sur la participation de 29,9 % dans SUEZ vendue en 2020.

Retour des Capitaux employés (ROCE)

Le ROCE s'est amélioré au cours de l'année 2021 d'environ 5,7 % en 2020 à environ 9,1 % en 2021, principalement grâce à l'amélioration de l'EBIT et la diminution du taux d'impôts.



Un bilan et un dispositif de gestion des liquidités solides qui ont permis à ENGIE de maîtriser les effets de la volatilité des marchés

Le Cash Flow From Operations s'est établi à 6,3 milliards d'euros, en baisse de 0,4 milliard d'euros par rapport à 2020. Cette baisse s'explique principalement par les variations négatives du besoin en fonds de roulement (- 1,4 milliard d'euros), principalement dues aux appels de marge (- 2,2 milliards d'euros), qui ont plus que compensé la hausse des flux de trésorerie d'exploitation (+ 1,3 milliard d'euros). Les impôts et intérêts payés ont également été légèrement plus élevés.

La dette financière nette s'est établie à 25,3 milliards d'euros, en hausse de 2,9 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2020.

- Les dépenses d'investissements sur la période de 8,0 milliards d'euros, dont 1,3 milliard d'euros dédié au financement des provisions nucléaires en Belgique,
- les versements de dividendes aux actionnaires d'ENGIE SA (1,4 milliard d'euros) et aux participations ne donnant pas le contrôle (0,4 milliard d'euros principalement en Amérique latine et GRTgaz),
- divers autres éléments, à hauteur de 1,5 milliard d'euros, principalement liés aux nouveaux contrats de locations, aux remboursements d'obligations hybrides et à des effets de change,

ont été seulement partiellement compensés par :

- le Cash Flow From Operations de 6,3 milliards d'euros (8,5 milliards d'euros hors appels de marge),
- et les cessions de 2,0 milliards d'euros, principalement liées à la cession partielle de GRTgaz.

Le **ratio dette financière nette / EBITDA** s'est élevé à 2,4x, en baisse de 0,1x par rapport à fin décembre 2020. Le coût moyen de la dette brute s'est élevé à 2,63 %, en hausse de 25 points de base par rapport au 31 décembre 2020.

La dette nette économique s'est élevée à 38,3 milliards d'euros, en hausse de 0,9 milliard d'euros par rapport au 31 décembre 2020. L'augmentation de la dette financière nette a été partiellement compensée par le financement des provisions nucléaires (1,3 milliard d'euros) et les gains actuariels sur les provisions pour avantages postérieurs à l'emploi (0,8 milliard d'euros).

Le ratio dette nette économique / EBITDA s'élève à 3,6x, en baisse de 0,4x par rapport au 31 décembre 2020 et en ligne avec l'objectif d'être inférieur ou égal à 4,0x.

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- qu'il avait abaissé le 24 mars 2021 et a confirmé sa notation court terme F1, avec une perspective stable.

Le 7 juin 2021, 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.

Présentation des principaux objectifs

Le Groupe a fixé des objectifs clairs pour chacune de ses activités principales.

Pour les Renouvelables, l'ambition d'ENGIE est d'atteindre 50 GW de capacité installée à 100 % d'ici 2025 et 80 GW d'ici 2030. Ces objectifs reposent sur un *pipeline* réaliste et en croissance.

Pour les Infrastructures, la base d'actifs régulés en France devrait enregistrer une croissance d'environ 1,5 % par an sur la période 2021 - 2024 et les Infrastructures à l'international participeront également à la croissance du Groupe.

Energy Solutions bénéficie d'un *pipeline*, en croissance également, de 14 milliards d'euros.



Capex

ENGIE confirme son objectif de 15 - 16 milliards d'euros de Capex de croissance entre 2021 et 2023 et prévoit d'investir environ 5 milliards d'euros principalement dans les mêmes activités clés en 2024.

Les Capex de maintenance devraient être maintenus à environ 2,5 milliards d'euros par an en moyenne jusqu'en 2024, tout en diminuant au fil du temps.

Performance

L'objectif de 0,6 milliard d'euros de contribution nette du plan de performance sur l'EBIT est confirmé pour la période 2021-2023. L'excellence opérationnelle devrait contribuer pour environ 0,25 milliard d'euros, l'optimisation des fonctions support pour environ 0,20 milliard d'euros et la réduction des activités déficitaires pour environ 0,15 milliard d'euros. Cette dynamique de performance se poursuivra en 2024, les actions d'amélioration continue devant y contribuer de manière équivalente aux années 2022 et 2023.

Cessions

L'indication 2021-2023 a été relevée à au moins 11 milliards d'euros d'impact sur la dette financière nette, contre 9-10 milliards d'euros annoncés précédemment.

ENGIE est bien avancé avec déjà environ 9,2 milliards d'euros de cessions signées ou finalisées. Pour 2024, les cessions devraient diminuer de manière significative avec une gestion et une rotation de portefeuille plus limitées.

Evolution de l'EBIT

ENGIE prévoit une croissance de l'EBIT sur l'ensemble de la période, principalement portée par les investissements (environ + 1,0 milliard d'euros) et la performance (environ + 0,7 milliard d'euros). Ces éléments positifs ne seront que partiellement compensés par les effets de périmètre (environ - 0,3 milliard d'euros) et d'autres effets, tels que les volumes, les prix ou les taux de change, pour un effet global d'environ - 0,7 à - 1,1 milliard d'euros.

Le taux de croissance annuel moyen de l'EBIT entre 2021 et 2024 devrait atteindre 5 - 6 % pour ENGIE hors nucléaire et 1,5 - 3,5 % pour ENGIE dans son ensemble (y compris le nucléaire).

Principaux facteurs de l'évolution de l'EBIT 2022 par activités

	Facteurs d'évolution attendus
Renouvelables	Croissance portée par les capacités nouvellement mises en service, des prix captés plus élevés, le retournement de l'impact de la vague de froid au Texas, partiellement compensés par le retournement de l'effet positif des compensations liées à la décision « GFOM »
Infrastructures	En France, retournement de l'effet positif des températures en 2021 et baisse (lissée) de la rémunération de la BAR, partiellement compensés par la croissance en Amérique latine
Energy Solutions	Amélioration de la performance opérationnelle, partiellement compensée par la normalisation des températures
Thermique	Des conditions de marché toujours favorables en Europe et une contribution plus élevée attendue au Chili, compensées principalement par la sortie du charbon
Fourniture d'énergie	Résultats sous pression en raison de la normalisation des températures et du contexte de prix élevés des commodités
Nucléaire	Prix captés plus élevés, compensés par des volumes en baisse (arrêt du premier réacteur en Belgique en octobre 2022) et une taxe nucléaire en Belgique plus élevée

La présentation de la conférence téléphonique investisseurs sur les résultats financiers 2021 est disponible sur le site internet du Groupe : <https://www.engie.com/finance/resultats/2021>

PROCHAINS EVENEMENTS

21 avril 2022	Assemblée Générale annuelle
27 avril 2022	Païement du dividende pour l'année 2021
17 mai 2022	Publication des informations financières du 1 ^{er} trimestre 2022
29 juillet 2022	Publication des résultats financiers du 1 ^{er} semestre 2022
10 novembre 2022	Publication des informations financières des 9 premiers mois 2022

Notes de bas de page

¹ Les principales hypothèses de la *guidance* 2021 revue à la hausse en novembre 2021 sont : prix de commodités aux conditions de marchés du 29/10/2021 ; taux de change moyens pour 2021 : €/€ : 1,20 et €/BRL : 6,28 ; jusqu'à 0,1 Md€ d'effet dilutif sur l'EBIT provenant des cessions survenues en 2021 ; pas de détérioration majeure des restrictions liées à la Covid telles qu'expérimentées au cours des neuf premiers mois 2021 ; pas d'impact P&L relatif au gel des tarifs régulés du gaz en France ; taux récurrent effectif d'imposition de 27 % ; température moyenne en France pour Q4 2021 ; absence de changement substantiel de réglementation ou de l'environnement macro-économique ; absence de changement comptable significatif au sein du Groupe ; absence de traitement comptable en « activités non poursuivies »

² Les données 2020 ont été retraitées à la suite de la classification d'EQUANS comme « activités abandonnées » à partir du 5 novembre 2021

³ Net des produits de cession dans le cadre du schéma DBSO (*Develop, Build, Share & Operate*) et du schéma de *tax equity*

⁴ *Cash Flow From Operations* = *Free Cash Flow* avant Capex de maintenance et financement des provisions nucléaires

⁵ La dette financière nette exclut la dette interne relative à EQUANS (0,4Md€)

⁶ Y compris la dette IFRS 16

⁷ Y compris les pays dans lesquels EQUANS est présent

⁸ Premiers effets dans les activités « Autres » liés au transfert de Entreprises & Collectivités de « Fourniture d'énergie » vers « Autres »

⁹ EQUANS comptabilisé selon IFRS 5 - Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités abandonnées

¹⁰ *Develop, Build, Share and Operate*

¹¹ Données retraitées pour ne pas tenir compte des pays dont ENGIE est sorti ou a arrêté les développements à la suite à la rationalisation géographique présentée en mai 2021

¹² Activités de fourniture d'énergie *BtoB* transférées des activités « Fourniture d'énergie » à GEM dans les activités « Autres » dans le courant de l'année 2021

¹³ Principalement le résultat non récurrent des intérêts minoritaires, le résultat financier non-récurrent et le résultat net d'EQUANS



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 17 mars 2021 (sous le numéro D.21-142). 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 170 000 collaborateurs, 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, MSCI Europe ESG, Euro Stoxx 50 ESG, 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 : ETATS FINANCIERS

Etat de la situation financière

Actif	31 Déc.	31 Déc.	Passif	31 Déc.	31 Déc.
(Md€)	2020	2021	(Md€)	2020	2021
Total actifs non courants	93,1	117,4	Capitaux propres part du Groupe	28,9	37,0
Total actifs courants	60,1	107,9	Participations ne donnant pas le contrôle	4,9	5,0
<i>dont trésorerie et équivalents de trésorerie</i>	13,0	13,9	Total capitaux propres	33,9	42,0
			Total passifs non courants	65,3	88,3
			Total passifs courants	54,0	95,0
TOTAL ACTIF	153,2	225,3	TOTAL PASSIF ET CAPITAUX PROPRES	153,2	225,3

Compte de résultat

(m€)	2020	2021
Chiffre d'affaires	44 306	57 866
Achats et dérivés à caractère opérationnel	(28 088)	(38 861)
Charges de personnel	(7 503)	(7 692)
Amortissements, dépréciations et provisions	(4 477)	(4 840)
Impôts et taxes	(1 207)	(1 479)
Autres produits opérationnels	971	1 122
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	553	800
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	4 454	6 916
Pertes de valeur, restructurations, effets de périmètre et autres éléments non récurrents	(2 996)	(194)
Résultat des activités opérationnelles	1 558	6 722
Résultat financier	(1 634)	(1 350)
Impôt sur les bénéfices	(666)	(1 695)
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle	(642)	(97)
Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe	(153)	79
RESULTAT NET PART DU GROUPE	(1 536)	3 661

Etat de flux de trésorerie

(m€)	2020	2021
Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt	8 506	9 806
Impôt décaissé	(494)	(603)
Variation du besoin en fonds de roulement	(902)	(2 377)
Flux issus des activités opérationnelles liés aux activités poursuivies	7 110	6 826
Flux issus des activités opérationnelles liés aux activités non poursuivies	479	486
FLUX ISSUS DES ACTIVITES OPERATIONNELLES	7 589	7 312
Investissements corporels et incorporels	(4 964)	(5 990)
Investissements financiers	(3 090)	(2 310)
Cessions d'immobilisations et participations, perte de contrôle sur filiales	4 182	261
Flux issus des activités d'investissements liés aux activités poursuivies	(3 872)	(8 039)
Flux issus des activités d'investissement liés aux activités non poursuivies	(175)	(3 003)
FLUX ISSUS DES ACTIVITES D'INVESTISSEMENTS	(4 046)	(11 042)
Dividendes payés	(621)	(1 859)
Remboursement/augmentation de dettes financières	1 306	3 299
Intérêts financiers versés/reçus et variation de actifs financiers	(595)	(667)
Augmentation de capital	181	226
Autres flux	(560)	1 330
Flux issus des activités de financement liés aux activités poursuivies	(290)	2 329
Flux issus des activités de financement liés aux activités non poursuivies	(272)	2 519
FLUX ISSUS DES ACTIVITES DE FINANCEMENT	(561)	4 848
Effet des variations de change et divers	(1 057)	465
TOTAL DES FLUX DE LA PERIODE	2 453	1 350
Reclassification de la trésorerie et équivalents de trésorerie des activités non poursuivies	9	(440)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture	10 519	12 980
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture	12 980	13 890

ANNEXE 2 : CHIFFRE D'AFFAIRES CONTRIBUTIF PAR ACTIVITE

Le **chiffre d'affaires à 57,9 milliards d'euros**, a augmenté de 30,6 % en brut et de 33,1 % en organique.

Chiffre d'affaires contributif par activité, après élimination des opérations intragroupes :

Chiffre d'affaires <i>En millions d'euros</i>	31 décembre 2021	31 décembre 2020	Variation brute	Variation organique
Renouvelables	3 661	2 971	+23,2 %	+ 32,9 %
Infrastructures	6 700	6 718	- 0,3 %	+ 1,8 %
Energy Solutions	9 940	8 840	+ 12,4 %	+ 13,0 %
Thermique	4 089	3 281	+ 24,6 %	+ 29,0 %
Fourniture d'énergie	13 237	10 792	+ 22,7 %	+ 22,5 %
Nucléaire	56	39	+ 44,3 %	+ 44,3 %
Autres	20 183	11 664	+ 73,0 %	+ 77,9 %
TOTAL	57 866	44 306	+ 30,6 %	+ 33,1 %

Le chiffre d'affaires des **Renouvelables** s'est élevé à 3 661 millions d'euros, en hausse de 23,2 % en brut et de 32,9% en organique. La croissance brute inclut un effet de change négatif lié à la dépréciation du real brésilien par rapport à l'euro. En organique, le chiffre d'affaires a bénéficié de prix captés plus élevés pour la production hydroélectrique en France et au Brésil ainsi que des contributions additionnelles des actifs mis en service en Amérique Latine, aux Etats-Unis et en France.

Le chiffre d'affaires des **Infrastructures** s'est élevé à 6 700 millions d'euros, en baisse de 0,3 % en brut et en hausse de 1,8 % en organique. La croissance brute est inférieure à la croissance organique à cause des effets de change négatifs en Amérique Latine et au Brésil et des cessions en Turquie. En organique, l'augmentation du chiffre d'affaires en France est principalement due à la hausse des volumes de gaz distribués dus à des températures plus froides qu'en 2020. En dehors de France, l'augmentation du chiffre d'affaires provient de la construction des lignes de transport d'électricité Gralha Azul et Novo Estado au Brésil.

Le chiffre d'affaires d'**Energy Solutions** s'est élevé à 9 940 millions d'euros, en hausse de 12,4 % en brut et de 13,0 % en organique. La variation brute inclut des effets de change négatifs notamment aux Etats-Unis. En organique, les niveaux d'activité ont augmenté de manière significative en France tant pour les infrastructures énergétiques décentralisées que pour les services d'efficacité énergétiques, illustrant la forte reprise après les impacts de la Covid en 2020. Les activités en Italie et en Amérique du Nord ont également connu une croissance organique positive.

Le chiffre d'affaires de l'activité **Thermique** a augmenté de 24,6 % en brut et de 29,0 % en organique. La croissance brute inclut des effets de change négatifs principalement en Amérique Latine et un effet de périmètre négatif lié à la cession de Jorge Lacerda en octobre 2021 au Brésil. La croissance organique s'explique principalement par la forte performance des activités thermiques en Europe grâce à des conditions de marché exceptionnelles permettant de capter des *spreads* et un niveau de services ancillaires plus élevés, notamment pour les activités de pompage-turbinage au Royaume-Uni et en Belgique. Les activités thermiques au Moyen-Orient ont contribué à la performance avec une augmentation de la production, de même, en



Amérique Latine avec l'indexation des tarifs, compensée en partie seulement par des volumes produits plus faibles au Brésil

Le chiffre d'affaires des activités de **Fourniture d'énergie** s'est élevé à 13 237 millions d'euros, en hausse de 22,7 % en brut et de 22,5 % en organique. Outre les effets de change positifs, cette hausse est principalement due à la hausse du prix des commodités et à un effet volume positif sur les ventes de gaz, en lien en raison des températures plus froides qu'en 2020 et avec la reprise après les impacts de la Covid en 2020 favorisant la croissance des activités de services.

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'est élevé à 20 183 millions d'euros. L'augmentation de 73,0 % est principalement dû aux prix plus élevés des commodités combinés à une augmentation des volumes pour les *Giants* et la fourniture d'énergie *BtoB*.

ANNEXE 3 : MATRICE DE L'EBIT

2021 <i>En millions d'euros</i>	France	Reste de l'Europe	Amérique Latine	Etats-Unis & Canada	Moyen-Orient, Afrique & Asie	Autres	Total
Renouvelables	273	120	866	(13)	7	(68)	1 185
Infrastructures	1 825	74	403	0	18	(7)	2 314
Energy Solutions	309	124	(5)	63	27	(152)	366
Thermique		564	189	41	421	(33)	1 183
Fourniture d'énergie	202	(29)	(0)		25	(23)	174
Nucléaire		970					970
Autres		(0)	0	(1)	(2)	(43)	(46)
Groupe ENGIE	2 609	1 823	1 453	91	495	(325)	6 145

2020 <i>En millions d'euros</i>	France	Reste de l'Europe	Amérique Latine	Etats-Unis & Canada	Moyen-Orient, Afrique & Asie	Autres	Total
Renouvelables	152	89	775	54	62	(40)	1 093
Infrastructures	1 608	66	386	2	4	(6)	2 060
Energy Solutions	256	106	1	17	35	(109)	305
Thermique		437	367	37	443	(25)	1 259
Fourniture d'énergie	111	118	2		6	(52)	184
Nucléaire		(111)					(111)
Autres		20	(1)	0	(8)	(308)	(297)
Groupe ENGIE	2 127	724	1 530	110	542	(540)	4 493

ANNEXE 4 : PRINCIPALES HYPOTHESES ET INDICATIONS POUR 2022 - 2024

- *Guidance* et indications sur la base des activités poursuivies
- Absence de confinement majeur dû à la Covid
- Absence de changement de méthode comptable
- Absence de changement substantiel de réglementation ou de l'environnement macro-économique
- Répercussion complète des coûts d'approvisionnement sur les tarifs de la fourniture d'énergie *BtoC* en France
- Température moyenne en France
- Productions hydraulique, éolienne et solaire moyennes
- Taux de change :
 - €/€ : 1,14 pour 2022, 1,16 pour 2023 et 1,18 pour 2024
 - €/BRL : 6,38 sur la période 2022 - 2024
- Volumes et prix couverts pour la production électrique *outright* au 31 décembre 2021 :
 - 80 % à 60 €/MWh pour 2022
 - 64 % à 55 €/MWh pour 2023
 - 32 % à 57 €/MWh pour 2024
- Début de la sortie du nucléaire en Belgique avec la fermeture de Doel 3 en octobre 2022 et celle de Tihange 2 en février 2023
- Disponibilité des centrales nucléaires en Belgique : environ 90 % en 2022, 88 % en 2023 et 95 % en 2024 - sur base de la disponibilité telle que publiée sur REMIT au 01/01/2022, hors arrêts définitifs (soit environ 88 % / 60 % / 53 % en prenant pour hypothèse une disponibilité de 0 % pour les réacteurs devant être définitivement arrêtés conformément à la loi en Belgique).
- Contingences pour les activités nucléaires en Belgique de 0,33 milliard d'euros en 2022, 0,15 milliard d'euros en 2023 et 0,13 milliard d'euros en 2024
- Prix des commodités sur les conditions de marché moyennes observées sur le 2nd semestre 2021 :

en €/MWh	2022	2023	2024
Power Base BE	118	79	67
Power Base FR	132	84	71
CSS Peak / Base NL	20 / (1)	10 / (4)	9 / (3)
CSS Peak / Base BE	18 / (4)	12 / (5)	12 / (3)
CSS Peak / Base IT	22 / 10	15 / 6	15 / 5
CSS Peak / Base FR	50 / 10	24 / (1)	21 / 0
Gas TTF	48	29	22
CO ₂	63	64	65

- Résultat financier net récurrent de (1,4) – (1,6) milliard d'euros sur 2022-24
- Taux récurrent effectif d'imposition : 21 % - 23 % pour 2022, 20 % - 22 % pour 2023, 22 %- 24 % pour 2024

ANNEXE 5 : PRINCIPAUX FACTEURS DE L'EVOLUTION DE L'EBIT ENTRE 2021 ET 2024 PAR ACTIVITES

	Facteurs d'évolution attendus	Evolution de l'EBIT 2021 - 2024
Renouvelables	Contribution des investissements, hausse des prix, partiellement compensées par le retournement des <i>one-offs</i> positifs de 2021	+ + + +
Infrastructures	Baisse de la rémunération de la BAR en France, normalisation des températures, partiellement compensées par la contribution des investissements	-
Energy Solutions	Contribution des investissements et amélioration de la contribution d'EVBox	+ +
Thermique	Dilution, augmentation des <i>spreads</i> , baisse des services auxiliaires et augmentation de la disponibilité du portefeuille d'actifs	-
Fourniture d'énergie	Normalisation des températures, amélioration de la marge, croissance des services <i>BtoC</i> et du portefeuille de clients en électricité.	+
Nucléaire	Baisse des volumes (fermeture progressive des actifs), partiellement compensée par la hausse des prix captés,	- -

Chaque signe « + » correspond à une augmentation de 200 millions d'euros, chaque signe « - » correspond à une diminution de 200 millions d'euros.

ANNEXE 6 : ANALYSE DE LA CROISSANCE ORGANIQUE EN BASE COMPARABLE

<i>En millions d'euros</i>	31 décembre 2021	31 décembre 2020	Variation brute/organique
Chiffres d'affaires	57 866	44 306	+ 30,6 %
Effet périmètre	- 49	- 509	
Effet change		- 342	
Données comparables	57 817	43 455	+ 33,1 %

<i>En millions d'euros</i>	31 décembre 2021	31 décembre 2020	Variation brute/organique
EBITDA	10 563	8 908	+ 18,6 %
Effet périmètre	- 34	- 156	
Effet change		- 116	
Données comparables	10 529	8 637	+ 21,9 %

<i>En millions d'euros</i>	31 décembre 2021	31 décembre 2020	Variation brute/organique
EBIT	6 145	4 493	+ 36,8 %
Effet périmètre	- 32	- 101	
Effet change		- 94	
Données comparables	6 113	4 298	+ 42,2 %

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.