

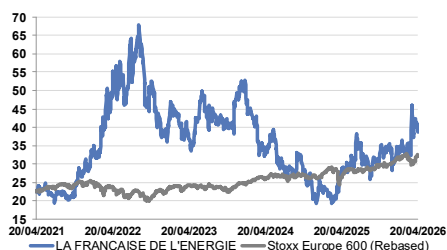
INITIATION

Mercredi 22 avril 2026

Achat

Initiation

Cours (€)	38,60
Capi. boursière (M€)	204
Clôture du (20/04/2026)	
Objectif de cours (€)	59,00



Source : Factset

	06/25A	06/26E	06/27E
CA (M€)	30	34	44
EBITDA Ajusté (M€)	17	11	20
Marge d'EBITDA (%)	56,9	33,6	46,3
EBIT ajusté (M€)	12	5	11
Marge d'EBIT (%)	40,0	15,2	25,7
RNPG ajusté (M€)	4	(1)	2
ROE (%)	4,3	ns	2,4
ROCE ajusté (%)	3,7	1,5	2,7
Dette nette/(trésor) (M€)	51	96	165
Gearing (%)	50,8	96,3	161,4
DFN/EBE ajusté (x)	3,6	ns	9,4
EBITDA/Rés. fin. (x)	2,4	1,6	2,4
VE/CA (x)	9,1	9,9	9,3
VE/EBITDA ajusté (x)	16,0	29,5	20,1
VE/EBIT ajusté (x)	17,8	65,2	36,1
P/E ajusté (x)	38,3	ns	ns
P/ANPA (x)	2,3	2,4	2,4
OpFCF yield (%)	-4,7	-24,7	-35,8
Rendement (%)	0,0	0,0	0,0
BNPA ajusté (€)	0,69	(0,16)	0,39
Révision (%)	-	-	-
ANPA (€)	16,16	16,00	16,39
Div / Action (€)	0,00	0,00	0,00
Taux de distrib. (%)	0,0	0,0	0,0

Le CIC a signé un contrat de recherche sponsorisée avec La Française de l'Energie conformément à la Charte de Bonnes Pratiques relative à la Recherche Sponsorisée de mai 2022. Analyse payée partiellement par l'émetteur avec une diffusion réservée.

Arnaud Palliez
Analyste financier
+33 1 41 81 74 24
arnaud.palliez@cic.fr

Jean-Luc Romain
Analyste financier
+33 1 53 48 80 66
jeanluc.romain@cic.fr

La Française de l'Energie

La réponse locale aux chocs énergétiques

La crise énergétique, exacerbée par le conflit iranien, soutient les perspectives de La Française de l'Energie (FDE), comme ce fut le cas en 2022 avec l'invasion de l'Ukraine. La valeur intrinsèque de ses infrastructures énergétiques existantes va bénéficier à moyen terme de la hausse des prix du gaz et de l'électricité. Son portefeuille de projets de production d'une énergie locale et bas carbone s'étoffe, porté par les priorités européennes de souveraineté et de décarbonation. L'accès récent à 18 sites gaziers supplémentaires et les premiers résultats positifs sur l'hydrogène naturel en Lorraine renforcent cette trajectoire positive qui va s'accélérer sur les prochaines années. Nous initions la couverture de FDE avec une recommandation Achat / OC 59 €.

Produire en Europe une énergie locale et décarbonée

Avec un modèle d'affaires assis sur des concessions exclusives de longue durée, des brevets solides et une expertise de haut niveau, FDE produit une énergie locale et décarbonée. Cela en fait un acteur essentiel et stratégique pour apporter une solution souveraine à la troisième crise énergétique en cinq ans (Covid, Ukraine, Iran) qui frappe aujourd'hui l'Europe.

Entrée dans une nouvelle phase de croissance

FDE va investir ~200 M€ d'ici fin 2028 dans le doublement de ses capacités de cogénération à partir de gaz de mine (+30 MW), la construction à partir de zéro de 330 MW de capacités de production de GNR et de 60 MW de capacité d'hydrogène vert en Norvège. L'activation d'autres optionalités (hydrogène naturel, capture du CO₂) viendra aussi alimenter le cas d'investissement.

Financée par la prédictibilité des *cash-flows* des projets

Pour financer son ambitieux programme de capacités, FDE peut s'appuyer sur la génération de FCF de ses infrastructures existantes, sur des émissions de green bonds souscrites par EDRAM, pour un montant cumulé de 85 M€, pour amorcer les projets qui, après leur mise en service, sont refinancés par des prêts auprès d'un large *pool* bancaire à des taux bas.

Avec une option prometteuse sur l'hydrogène naturel

Récemment confirmée par un forage profond (3 655 m), la présence d'hydrogène naturel positionne FDE comme pionnier européen. Cette source « native » – sans transformation – complète le portefeuille, avec un potentiel de création de valeur significatif à confirmer par les phases d'exploration et d'évaluation suivantes.

Valorisation encore attractive – Achat / OC 59 €

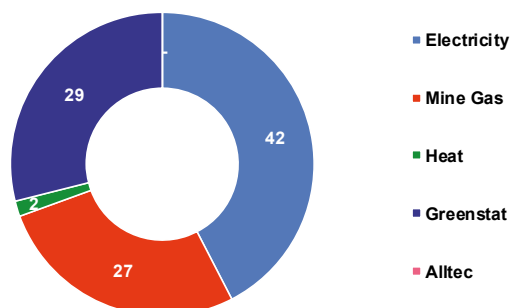
Portée par le conflit au Moyen-Orient et les enjeux de souveraineté qui lui sont liés, l'action FDE affiche une hausse de plus de 20% en 2026. Par SOP nous obtenons un OC à 12 mois de 59 € avec plusieurs sources de relèvement liées au bon avancement des projets. Cet objectif de cours n'intègre pas le potentiel de création de valeur de l'hydrogène naturel qui se chiffre, dans un scénario positif, en milliards d'euros.

Sommaire

— PROFIL SOCIETE	3
— PRODUIRE EN EUROPE UNE ENERGIE LOCALE ET DECARBONEE	4
Une opportunité industrielle née des anciens bassins miniers	4
Un modèle unique et fortement protégé	6
— ENTREE DANS UNE NOUVELLE PHASE DE CROISSANCE	11
Un large déploiement de nouvelles unités de cogénération	11
Développement d'infrastructures énergétiques en Norvège	13
Une option prometteuse sur l'hydrogène naturel	15
Multiplication par près de 7x du rythme de capex annuel	17
Un financement sécurisé	18
— DES RESULTATS ATTENDUS EN FORTE HAUSSE APRES 2027	20
Un impact limité à court terme de la hausse des prix énergétiques	20
2026 et 2027, des exercices de transition	21
— UNE VALORISATION A 59 € PAR ACTION	24
— FOCUS SOCIETE DEVELOPPEMENT DURABLE	26
— COMPTES CONSOLIDES	30

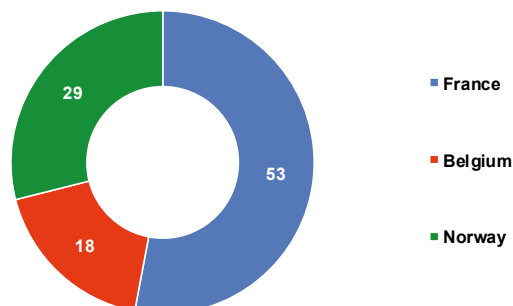
Profil Société

FDE: 2025 revenues by business (%)



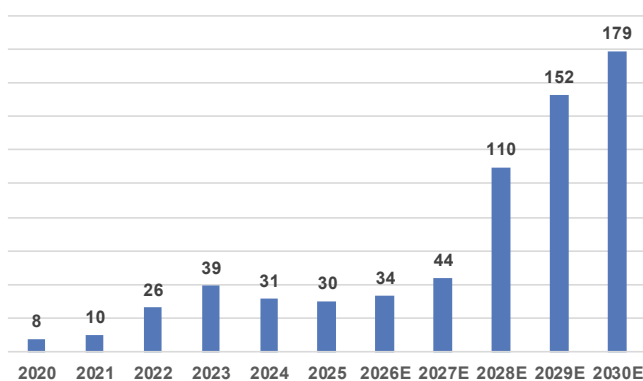
Source: La Française de l'Energie

FDE: 2025 revenues by region (%)



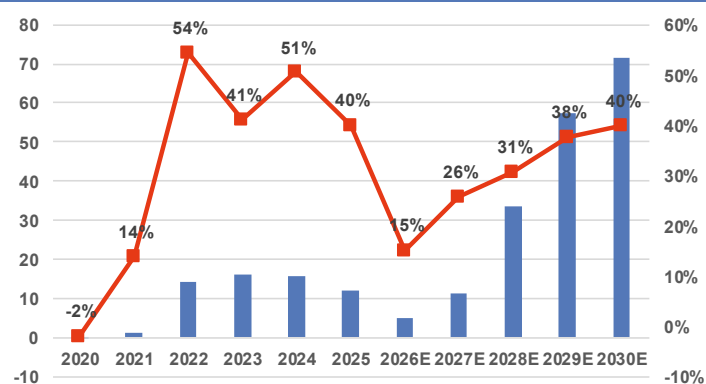
Source: La Française de l'Energie

FDE: revenues (€m)



Sources: La Française de l'Energie, CIC CIB

FDE: EBIT (€m) & margin (%)



Sources: La Française de l'Energie, CIC CIB

SWOT analysis

STRENGTHS

Unique and well-protected position in abandoned mine methane
Patented technology for various type of gas purification and liquefaction
Strong and stable cash flow generation on existing assets
Norway's strong commitment to carbon neutrality

OPPORTUNITIES

European priority given to development of local & decarbonised energy sources
Natural hydrogen exploration following discovery in France
CO2 Capture market
Higher energy prices following Middle-East conflict

Source: CIC CIB

WEAKNESSES

Long time to get administrative authorisations
Small player in an industry with major companies

THREATS

Delays and cost overruns on projects
Local communities opposition to new drilling projects
Rising interest rates hurting project profitability
Lower than expected demand for hydrogen

Management

Julien Moulin	Chairman
Antoine Forcinal	CEO
Aurélien Tan	CFO
Denis Clodic	CTO

Sources: La Française de l'Energie

Board of Directors

Number of members	5
o/w independent members	2
o/w women	1
o/w scrutineer	1

Sources: La Française de l'Energie

Shareholder structure

	Capital	Vot. Rights
Julien Moulin	16,2	24,2
Famille Mulliez, Gras Savoy	6,5	8,4
InfraWealth	5,7	5,7
Famille Michaud	3,9	5,7
Free float	67,8	56,0

Sources: La Française de l'Energie

Produire en Europe une énergie locale et décarbonée

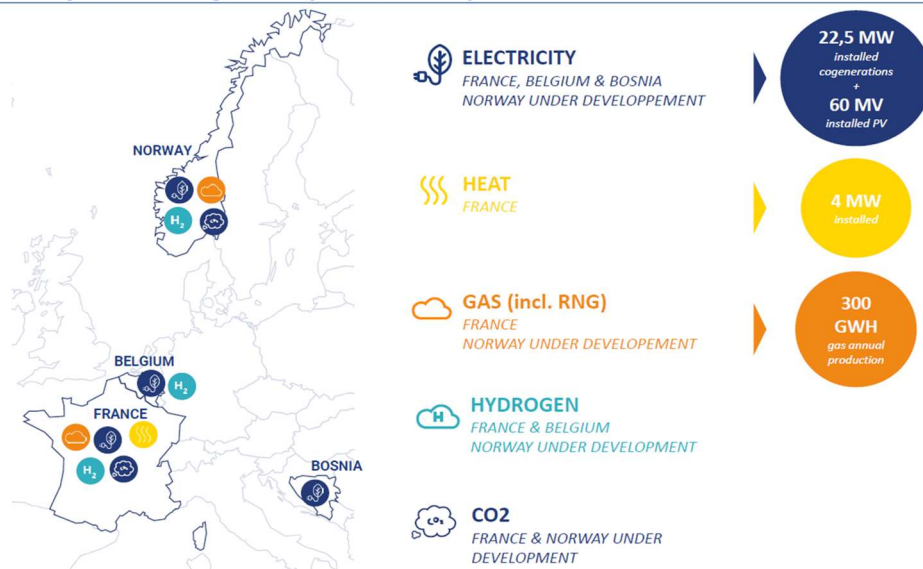
La FDE a développé une plateforme de sources d'énergie locale et décarbonée. Les points communs aux solutions développées par la société sont :

- D'être des niches du marché de l'énergie, à l'abri des grands acteurs qui n'y ont pas d'avantages concurrentiels.
- D'avoir un impact économique local grâce à une production d'énergie en circuit court.
- D'avoir un impact marqué sur l'effort de réduction des émissions de CO₂ des territoires concernés.
- D'être protégées par des contrats de concession exclusifs permettant la génération de revenus prévisibles, de longue durée et issus de contrats d'achats.
- De disposer de barrières à l'entrée supplémentaires reposant sur des technologies brevetées et le fort niveau d'expertise des équipes de la FDE.
- D'avoir des cycles de développement (depuis le lancement jusqu'à la production) courts. 1 à 2 ans pour le méthane des mines de charbon abandonnées, 3-5 ans pour le biogas/GNR et 3-6 ans pour l'hydrogène. Ce *time to market* est faible en comparaison de l'éolien *onshore* (7-10 ans) ou *offshore* (plus de 10 ans), voire du nucléaire (15-20 ans).

Avec ces caractéristiques, FDE possède un modèle d'affaires adapté aux évolutions les plus récentes de la politique énergétique européenne et en particulier à l'enjeu de souveraineté mis en lumière, une nouvelle fois, par la crise iranienne. L'approche de l'Union européenne évolue en effet vers :

- la prise en compte du cycle de vie complet des sources énergétiques ;
- une classification de l'hydrogène basé sur l'empreinte CO₂ par kg d'hydrogène plutôt que sur son origine ;
- le dépassement du débat, énergie fossile contre énergie non fossile ;
- l'impact comme clé et unique focus ;
- un objectif de simplification des textes en vigueur pour accélérer les projets et renforcer leur efficacité.

La Française de l'Energie – European bases of operations



Source : FDE

Une opportunité industrielle née des anciens bassins miniers

— Les fondamentaux du gaz de mine

Le gaz de mine (également appelé grisou) est un gaz naturellement présent dans les veines de charbon. Il s'agit de méthane dont l'effet de serre est 80x supérieur au CO₂, sur une durée toutefois plus courte de l'ordre de 20 ans. Depuis la fermeture des exploitations minières dans les Hauts de France à partir des années 1990, ce gaz continue de migrer

vers la surface. En l'absence de captage, il est relâché dans l'atmosphère, contribuant significativement aux émissions de gaz à effet de serre. Les mines de charbon constituent ainsi la 4^{ème} source la plus importante d'émissions de méthane anthropique, derrière le bétail, le pétrole et le gaz, et les sites d'enfouissement de déchets. Sa valorisation permet ainsi de transformer une contrainte environnementale en ressource énergétique locale. Une fois capté, ce gaz peut être utilisé pour produire de l'électricité et de la chaleur via des unités de cogénération, ou être valorisé sous forme de gaz injectable dans les réseaux. Le potentiel de ressource apparaît très important à l'échelle des besoins identifiés. A fin juin 2025, FDE disposait de réserves prouvées et probables (2P) de 320 BCF (billion cubic feet), soit plus de 120 ans de production (2,6 BCF en 2025).

— L'exploitation du gaz de mine, un *core business* protégé

Au-delà de son intérêt environnemental, le gaz de mine constitue un actif énergétique particulièrement stratégique. Sa production est locale, continue et pilotable, contrairement à de nombreuses énergies renouvelables intermittentes comme le solaire ou l'éolien. De plus, FDE a le monopole d'exploitation sur ses concessions de captage et de valorisation de gaz de mine en France et en Belgique. En effet, la FDE détient un droit exclusif d'exploitation jusqu'en 2042 dans les anciennes galeries de mines des Hauts-de-France, et jusqu'en 2038 pour la concession située en Wallonie. Les activités du groupe sont protégées par des permis et des licences exclusives, à long terme, sur lesquels les mises en concurrence ont déjà été faites. Associée à des infrastructures relativement standardisées et à des débouchés sécurisés, cette ressource offre une forte visibilité sur les volumes et les revenus générés. Dans ce contexte, la valorisation du gaz de mine représente une source d'énergie bas carbone capable de soutenir des flux de trésorerie stables sur le long terme.

Electricité

Le gaz de mine récupéré par FDE lui permet d'alimenter des unités de cogénération. L'électricité produite en cogénération (22,5 MW de capacité) l'est sur 6 sites (Divion, Béthune, Avion, Lens, Louches et Anderlues), dans l'ex-bassin minier du Nord-Pas-de-Calais et en Belgique pour Anderlues.

En janvier 2026, il a sécurisé l'accès à 18 sites de gaz de mine supplémentaires en signant une convention de concession avec l'Etat français qui lui permet de lancer dans un premier temps la construction de 20 unités de cogénération supplémentaires d'ici 2028.

Sur les prix et les unités de cogénération existantes, FDE dispose en France d'un prix plancher d'obligations d'achats (indexé sur l'inflation) jusqu'en 2032 pour ses ventes d'électricité à EDF. En Belgique, il ne dépend que des prix de marché. Les unités de production à venir peuvent bénéficier du même cadre d'obligation d'achat à 15 ans, avec un prix plancher de 80 € le MWh.

Gaz injecté

Le méthane directement tiré des mines abandonnées peut être directement injecté dans le réseau. Sa production est aujourd'hui limitée à deux sites dans les Hauts de France (Béthune et Avion) d'une capacité de production annuelle de 220 GWh. Les prix du gaz directement commercialisé le sont au prix de marché, FDE mettant en place les couvertures nécessaires. Sur l'exercice 2025, FDE a produit 180 GWh de gaz et généré 8,1 M€ de CA de la vente de gaz. L'avenir réside toutefois plus dans le gaz naturel renouvelable pour lequel FDE a plusieurs projets au travers de sa filiale Cryo Pur (détenue à 96,1%).

Chaleur

La chaleur est un dérivé de la cogénération qui peut être destiné à des collectivités locales ou à des clients industriels. A l'heure actuelle, FDE commercialise de la chaleur sur deux sites en France :

- A Béthune (Pas-de-Calais) : depuis 2021, la ville est équipée par l'un des réseaux de chauffage urbain les plus importants de France. Ce réseau est exploité par Dalkia et dessert l'équivalent de 6 500 foyers. La chaleur est vendue à Dalkia dans le cadre d'un contrat de 20 ans (2041).

- A Creutzwald (Moselle) : c'est à partir d'une centrale thermique solaire que depuis 2021, FDE exploite avec l'ENES Creutzwald un réseau de chauffage urbain approvisionnant les quartiers résidentiels, ainsi que de nombreuses entreprises et infrastructures publiques, en circuit court.

Avec ces deux sites, FDE dispose d'une capacité de chaleur installée de 8 MW. Cette activité qui génère moins d'un million d'euros de revenus annuels reste marginale. Il n'existe pas de projets significatifs de développements de réseaux de chaleur pour FDE. Ils se réduisent actuellement à aider la commune d'Avion à implanter son réseau de chaleur urbain, qui pourra à terme bénéficier de la chaleur verte générée par les cogénérations du groupe.

A titre accessoire et dans une démarche opportuniste, FDE est également présent dans le photovoltaïque. Le groupe dispose actuellement de 65 MW de capacité brute (36,25 MW net). Il produit de l'électricité à partir du solaire sur trois sites : en France (Tritteling d'une capacité de 15 MW), en Norvège où la première centrale d'une capacité de 5 MW a été mise en service à Engene, et en Bosnie (Petjnik). Dans ce pays, la ferme photovoltaïque de 45 MW n'est détenue qu'à 49,5% et n'est donc pas consolidée.

Un modèle unique et fortement protégé

Au-delà de la protection offerte sur l'exploitation de ses infrastructures énergétiques, par des contrats de concession exclusifs sur des territoires donnés et des contrats d'achat long terme de son électricité et de ses gaz signés par ses clients, les technologies de FDE sont protégées par des brevets et par un haut niveau d'expertise interne.

— Une intégration complète de la chaîne de valeur

FDE est d'abord un développeur d'infrastructures énergétiques. Avec l'aide des compétences locales et en étroite collaboration avec les différentes parties prenantes, FDE identifie les projets prometteurs au travers de facteurs clés tels que l'accès à des disponibilités foncières à coût compétitif, la facilité d'obtention des permis et des autorisations nécessaires, l'accès aux réseaux électriques et gaziers et la capacité d'absorption locale de l'énergie produite.

Pour ses unités de cogénération, FDE dispose d'une technologie éprouvée et d'une approche industrielle standardisée de production d'unités de 1,5 MW de capacité, destinée à un déploiement à grande échelle qui lui permet de tenir un délai de 15 mois entre le démarrage de la construction et la mise en service. Il en est de même pour le GNR (Gaz Naturel Renouvelable) où des unités d'une capacité comprise entre 110 et 130 GWh vont être déployées en Norvège.

La Française de l'Energie – Standardised cogeneration 1.5 MW unit



Source: FDE

FDE est toujours propriétaire de ses actifs et de leur flux de *cash-flow* à long terme. Toutefois, si nécessaire, le groupe peut bénéficier de partenariats stratégiques ou à être associé à d'autres actionnaires au sein de SPV.

Enfin, FDE exploite et entretient systématiquement ses unités de production en tirant parti de son expertise pour renforcer son efficacité et optimiser ses coûts. Le groupe gère également les contrats d'achat et de vente d'énergie et intervient sur plusieurs marchés à des fins de couverture des prix.

— Une expertise unique

Le développement de FDE repose principalement sur la croissance organique avec le déploiement de technologies propriétaires, une expertise en ingénierie et une capacité d'exécution de projets. Ce savoir-faire interne a été renforcé depuis 2022 par trois acquisitions qui y ont ajouté une brique technologique (Cryo Pur), une brique d'exécution (Greenstat et Alltech) et ont implanté FDE en Norvège.

Une longue expérience du secteur énergétique

Créée en 2006, pour explorer en Lorraine les possibilités de capture et de production du gaz des mines de charbon, la FDE a réalisé son IPO en juin 2016, quelques semaines avant d'acquérir Gazonor qui exploitait le gaz de mine dans le bassin minier du Pas-de-

Calais. FDE n'a par la suite jamais sollicité le marché pour augmenter ses fonds propres. Entre 2016 et 2022, l'activité de FDE s'est uniquement concentrée sur la production et l'exploitation (sous forme d'électricité, de chaleur ou en injection dans les réseaux gaziers) du gaz de mine. En 2022, le conflit ukrainien a été un point de bascule pour FDE en imposant la recherche de solutions souveraines pour remplacer le gaz russe placé sous embargo. La société s'est alors engagée dans une diversification de ses activités vers d'autres formes de gaz renouvelables, l'hydrogène et la capture du carbone.

Ses deux principaux dirigeants possèdent une longue expérience du secteur énergétique. Julien Moulin, son Président, a rejoint FDE en 2011 après des expériences en banque d'investissement (Barclays, UBS) ; la création de Maoming Investment Manager Ltd, une société d'investissement installée à Shanghai et spécialisée dans les énergies (renouvelables et conventionnelles) ; et la participation au lancement de la société Envision devenue l'un des 5 premiers producteurs de turbines éoliennes dans le monde. Il est le premier actionnaire de la société et détient 16,2% du capital. Antoine Forcinal, Directeur général de FDE depuis novembre 2015, a débuté sa carrière chez Perenco, en tant qu'ingénieur de production en Afrique de l'Ouest, participant à l'exploitation et à l'optimisation d'actifs pétroliers et gaziers. Il a ensuite rejoint SCDM Energy au Canada, où il a contribué à la valorisation et au développement d'actifs énergétiques. Fort de plus de dix-huit ans d'expérience internationale dans le secteur de l'énergie, il a développé une expertise couvrant l'exploitation de ressources énergétiques et la gestion de projets industriels.

Des technologies brevetées et une recherche orientée sur la capture du CO₂

En avril 2022, FDE a acquis 94% du capital de la société Cryo Pur pour un montant d'environ 2,5 M€. Cette opération a permis à FDE d'acquérir une technologie pour laquelle plus de 30 M€ avaient été investis avant son rachat. Cryo Pur peut capitaliser sur 35 années de R&D et sur des technologies permettant d'épurer et de liquéfier tout type de gaz (biogaz, gaz de décharge, fumées industrielles, gaz de torche, gaz rare...) pour produire du biométhane liquéfié (bio-LNG) et du CO₂ liquide valorisable pour diverses applications. Ces technologies offrent un avantage compétitif par rapport aux technologies traditionnelles d'épuration de biogaz, en raison de leur efficacité énergétique, de leurs coûts réduits et du captage du CO₂. Elles sont déjà exploitées dans deux unités industrielles vendues à l'époque par Cryo Pur, à Omagh en Irlande du Nord, mise en service en 2018, produisant 3 tonnes de GNL par jour, et à Stord en Norvège, mise en service en 2022, capable de produire environ 8 tonnes de GNL et 10 tonnes de CO₂ liquide par jour. Ces technologies de transformation du biogaz et du CO₂ en gaz naturel renouvelable et Bio-CO₂ sont protégées par 8 familles de brevets mondiaux.

Le fondateur de Cryo Pur, Denis Clodic, est aujourd'hui à la tête de la R&D et de l'innovation de FDE. Co-lauréat du Prix Nobel de la paix 2007 avec le GIEC pour ses travaux sur le changement climatique, c'est un expert reconnu des enjeux énergétiques et climatiques.

La Française de l'Energie - Technologies protected by international patents



Source : FDE

Avec sa filiale Cryo Pur, FDE se concentre également aujourd'hui sur la capture du CO₂. Plus particulièrement dans les gaz de combustion industriels afin de récupérer le CO₂ en phase liquide, avec une pureté de 99,9%, qui a déjà été prouvée industriellement. Cela permettrait ensuite d'utiliser et de commercialiser ce CO₂ pour les e-fuels ou les applications alimentaires, voire de le stocker en profondeur dans les anciens puits de mine, en le minéralisant.

Pour cela, FDE développe un projet pilote de capture du carbone en association avec Cemex pour le traitement des gaz de combustion de ses cimenteries. La production d'une tonne de clinker (qui broyé avec quelques additifs devient du ciment) génère 600 à 660 kg de CO₂. Ces émissions ne peuvent pas être significativement réduites, car elles sont, pour une large part, liées au fait que du calcaire (CaCO₃) porté à haute température se sépare en deux molécules : CaCO (clinker) + CO₂. La technologie de capture du CO₂ développée est entièrement électrique et alimentée par des énergies renouvelables. Une unité pilote (CFG4000), en cours de construction, va la tester sur le traitement de 4 000 Nm³/h (120 000 à 400 000 Nm³/h à l'échelle d'une cimenterie) de fumées d'unités de cogénération de Gazonor. Le Capex correspondant est de 6,6 M€ (4 M€ ont été engagés au S1-2026), il est en partie couvert par 2 M€ de subventions Ademe et 4 M€ payés par Cemex. Les essais devraient commencer en septembre 2026 pour une durée de six mois. Si les résultats et le coût associé sont convaincants, ce projet pourrait être étendu à l'ensemble des 18 cimenteries de Cemex en Europe. Celles-ci sont présentes au Royaume-Uni (1 unité d'une capacité de 1,5 Mt de clinker), en Allemagne (2 unités de 2,8 Mt au total), en Espagne (5 unités de 5 Mt au total), en Pologne (2 unités de 2,5 Mt au total), en République tchèque (1 unité de 0,9 Mt) et en Croatie (2 unités de 2 Mt au total). D'après nos estimations, c'est donc un potentiel d'environ 9 Mt d'émissions de CO₂ évitées qui pourrait être obtenu avec ce partenariat.

Savoir-faire en conduite de projets

En EPC (Engineering, Procurement & Construction), le savoir-faire de FDE, illustré par la standardisation et le processus de production industrielle de ses petites unités de cogénération (1,5 MW), s'est renforcé avec les acquisitions de Greenstat et d'Alltec.

L'acquisition de Greenstat s'inscrit dans la stratégie de diversification de la FDE vers l'hydrogène vert et les énergies renouvelables en Europe du Nord. En 2024, FDE a acquis 56,35% du capital de Greenstat. Aujourd'hui, le groupe en détient 61,9% suite à une augmentation de capital réalisée au cours de l'exercice 2025. Basée en Norvège, Greenstat est un développeur d'énergies renouvelables spécialisé dans l'hydrogène vert, le solaire et les infrastructures énergétiques associées. La société a généré 3,1 M€ de chiffre d'affaires en 2025, principalement grâce à des activités EPC (Engineering, Procurement and Construction) liées au développement et à la construction de projets photovoltaïques. L'acquisition d'Alltec en Norvège en février 2025 (100% du capital) est

venue renforcer les capacités industrielles et d'ingénierie de la FDE sur le marché nord-européen des énergies bas carbone. Alltec est une entreprise spécialisée dans les solutions EPC (*Engineering, Procurement, Construction*) pour les projets énergétiques à faible empreinte carbone, avec une expertise avancée dans l'électro-automatisation et les systèmes de contrôle pour les infrastructures énergétiques bas carbone, ainsi que d'un centre de test dédié aux technologies énergétiques vertes du biogaz, de l'hydrogène et de l'ammoniac. La société emploie environ 50 collaborateurs et a réalisé près de 9,4 M€ de chiffre d'affaires en 2024, avec une activité déjà rentable. Son portefeuille comprend environ 100 M€ de projets identifiés d'ici 2030.

Ces deux entités, qui n'en forment plus qu'une, ont permis à FDE de renforcer ses capacités d'ingénierie et d'exécution de projets, en internalisant une partie des compétences nécessaires au développement de ses infrastructures énergétiques. Ces acquisitions doivent notamment permettre de réduire les coûts de développement et d'accélérer la mise en œuvre des projets du groupe, tout en soutenant le déploiement de ses technologies.

Entrée dans une nouvelle phase de croissance

Après une phase de transition au cours de laquelle FDE a renforcé sa plateforme technologique et opérationnelle, le groupe entre aujourd'hui dans une nouvelle phase de croissance avec l'activation de plusieurs projets. Plusieurs projets sont autorisés et sont en cours de construction dans le gaz de mine et le GNR. A ceux-là s'ajoutent un *pipe-line* dans l'hydrogène vert et une option prometteuse dans l'hydrogène naturel. FDE accélère son déploiement : cogénération de gaz de mine (+20 unités), GNR (330 MW en Norvège via Cryo Pur), hydrogène vert (60 MW). *Time-to-market* standardisé (15 mois/unité) et expertise interne renforcée au fil des acquisitions (Greenstat/Alltech/Cryo Pur) assurent une exécution fluide. A ceux-là s'ajoute un *pipeline* dans l'hydrogène vert et une option particulièrement prometteuse dans l'hydrogène naturel.

Un large déploiement de nouvelles unités de cogénération

La production d'électricité à partir de gaz de mine va franchir une nouvelle étape de son développement. En France et en Belgique, FDE prévoit le déploiement progressif de 24 unités de production d'électricité verte supplémentaires d'ici 2028 contre 15 actuellement, pour une capacité installée additionnelle de 36 MW. 4 unités pour un total de 6 MW seront mises en service courant 2026 à Angres (au T2) et à Rouvignies (au T4). Celle d'Angres (Pas-de-Calais) est achevée et connectée au réseau. La validation administrative finale devrait intervenir d'ici peu et la mise en service suivre avant la fin de l'exercice 2025/26. Pour les deux unités de Rouvignies (Nord), l'achèvement des travaux de raccordement est en cours et leur mise en service est prévue d'ici la fin de l'année 2026.

Une convention récemment signée avec l'Etat français a permis d'ouvrir l'accès à 18 puits de mine supplémentaires dans les Hauts-de-France et de sécuriser ainsi l'accès à un gisement plus large de gaz. Sur ces sites, la DREAL (Direction régionale de l'environnement, de l'aménagement et du logement) est en train de réaliser l'état des lieux avant de les mettre à disposition de la FDE. En 2027, 6 unités de cogénération supplémentaires d'une capacité totale de 9 MW devraient être mises en service en France. En 2028, ce sont 14 unités additionnelles (21 MW) qui sont attendues, dont 2 en Belgique à Petria pour 3 MW. Au-delà de 2029, FDE a déjà recensé une dizaine de projets d'unités supplémentaires pour un total de 15 MW.

Française de l'énergie – Cogeneration development plan by calendar year

Cogeneration	2026	2027	2028	>2029
City	Angres	Noeux	Divion	
Capacity (MW)	3	3	3	
Number of Units	2	2	2	
City	Rouvignies	Anzin	Estevelles	
Capacity (MW)	3	3	4.5	
Number of Units	2	2	3	
City		Hulluch	Escaudain	
Capacity (MW)		3	6	
Number of Units		2	4	
City			Somain / Aniche	
Capacity (MW)			3	
Number of Units			2	
City			Loos-en-Gohelle	
Capacity (MW)			1.5	
Number of Units			1	
City (Country)			Petria (Belgium)	
Capacity (MW)			3	
Number of Units			2	
Total additional capacity (MW)	6	9	21	15
Total units	4	6	14	10

Source: FDE

Le modèle d'affaire de ces nouvelles unités de cogénération est particulièrement solide avec :

- Un risque d'exécution limité compte tenu du caractère standardisé de ses installations de 1,5 MW de capacité. Le niveau d'investissement requis est connu et les délais de construction sont maîtrisés.
- Des rendements élevés puisque les arrêts de maintenance ne réduisent que de 5%-6% le taux d'utilisation des capacités et que 6% à 7% de l'électricité produite vont être autoconsommés pour faire fonctionner les unités de cogénération.

- Les revenus et les *cash-flows* des nouvelles unités sont prévisibles puisqu'elles bénéficient d'un contrat d'obligation d'achat d'EDF, à 80 €/MWh sur 10 ans (prix plancher de vente), indexé sur l'inflation. A la fin 2026, ce sont 6 unités additionnées aux 4 mises en service dans le courant de l'année qui fonctionneront sous obligation d'achat (soit 57% des capacités de production électrique), le solde étant au prix de marché. La Belgique est un cas particulier puisque l'unité y fonctionne sous PPA.

Française de l'énergie – Power production business model

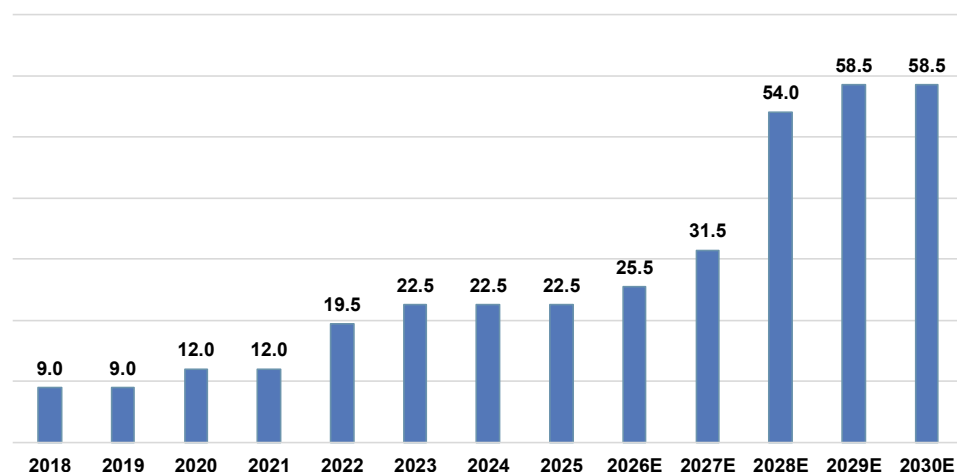
	Combined Heat Power
Capacity	1.5 MW
Total capex per site	Up to €2.5m
<i>o/w financed by :</i>	
Equity	10%
Debt	90%
Time to market (months)	12-24
Recurrent annual revenues per site (€k)	900*
<i>10-year feed-in tariff of €80/MWh</i>	
Annual opex per site (€k)	250
Payback	<3 years
Project IRR	>20%
NPV at 8% after taxes (€m)	>3

Source: FDE

*Based on a 94% availability rate

Nos prévisions de capacité de production électrique ne tiennent compte que des 20 unités de cogénération dont la mise en service est prévue en 2027 et 2028. Nous n'intégrons pas les 15 MW de projets figurant dans le *pipe-line*, mais dont la localisation n'est pas communiquée. Nous obtenons sur cette base 58,5 MW de capacités de cogénération installées et près de 400 GWh d'électricité générés annuellement à l'horizon 2030.

Française de l'Energie – Cogeneration capacity growth (installed MW at fiscal year-end)



Sources: FDE, CIC CIB

Avec ces nouvelles capacités, les revenus de FDE tirés de la production électrique seraient multipliés par 2,6x entre l'année fiscale 2025 et l'année fiscale 2030. Nous réintégrons à ce CA, les ventes d'électricité réalisées à partir d'unités photovoltaïques sans intégrer de nouvelles capacités à ce titre.

Française de l'énergie – Electricity production and revenue increase (€m)

Fiscal year	2025	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
Electricity production (GWh)	144	177	213	310	403	418
% change y-o-y	-5.3%	23.1%	20.2%	45.7%	29.7%	3.8%
<i>o/w cogeneration</i>	128	159	195	292	384	400
<i>o/w solar PV</i>	16	18	18	18	18	18
Average electricity price (€ per MWh)	94	82	80	80	80	80
% change y-o-y	-34.7%	-12.8%	-2.4%	0.0%	0.0%	0.0%
Electricity revenue (€m)	12.9	14.5	17.1	24.8	32.2	33.4
% change y-o-y	-41.1%	12.7%	17.3%	45.7%	29.7%	3.8%

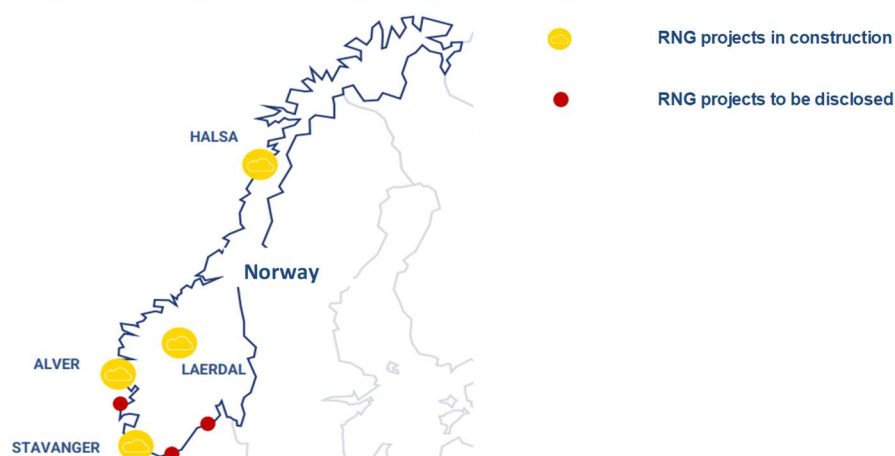
Sources: FDE, CIC CIB

Développement d'infrastructures énergétiques en Norvège

— Dans le GNR (Gaz Naturel Renouvelable)

Engagé sur une trajectoire *net-zero* avec des autorités très soucieuses des enjeux environnementaux, la Norvège poursuit une politique énergétique ambitieuse en anticipant sur la fin annoncée de ses réserves de gaz naturel. Contrairement aux pays membres de l'Union européenne, elle peut conduire une politique indépendante avec ses propres niveaux de subvention en faveur des énergies renouvelables (~15% pour les investissements dans la production de GNR et 40% pour ceux d'hydrogène vert).

La Française de l'Energie – RNG development plan in Norway



Source: FDE

FDE conduit actuellement trois projets en Norvège avec pour ambition de disposer d'environ 360 GWh de capacité de production de GNR à la fin de l'exercice 2028 :

- La plus avancée est l'unité de production de GNR et de Bio-CO₂ d'Halsa avec une mise en service prévue au T3-2027. Le terrassement est en cours et l'unité de transformation et de liquéfaction est construite et attend son transfert sur site. Celui-ci aura pour particularité de produire à partir du gaz des déchets organiques d'élevage de saumon, environ 14 200 tonnes de Bio-CO₂ liquide destinées à l'agroalimentaire et 165 000 tonnes d'engrais à partir d'ammoniac.
- Stavanger devrait suivre au T4-2027.
- Alver étant prévue au T1-2028.

Sur ces deux dernières unités, les terrains et 85% des matières premières ont été sécurisés. Comme en cogénération, les unités sont standardisées et fonctionnent en utilisant les technologies de transformation, liquéfaction de gaz de Cryo Pur. La prochaine étape importante dans la réduction du risque d'exécution de ces projets sera la signature de contrats d'achat par les futurs clients de ces unités. Des discussions sont en cours, avec pour objectif de signer avec un client unique un contrat *offtake* pour la production de l'ensemble des trois unités.

Française de l'Energie – RNG business model (Norway)

	Renewable natural gas sites
Standard capacity	120 GWh par year
Total capex per site (€m)	40
<i>o/w financed by :</i>	
Equity	15%
Subsidies	15%
Debt	70%
Time to market (months)	18
Recurrent annual revenues per site (€m)	15
<i>19 tonnes/d RNG @ €109/MWh</i>	
<i>c. 15 tonnes/d Bio-CO₂ @ 80 €/tonnes</i>	
Annual opex per site (€m)	7.0
- Intrants	3.6
- Electricity	1.7
- Maintenance	1.7
Payback (years)	c. 5
Project IRR	c. 20%
NPV at 8% after taxes (€m)	c. 30

Source: FDE

Avec la mise en service de ces unités norvégiennes, les ventes de gaz du groupe devraient être multipliées par plus de 5x d'ici 2030. La commercialisation de GNR devient largement majoritaire pour représenter en fin de période 85% du CA gaz.

Française de l'énergie – Gas production and revenue increase (€m)

Fiscal year	2025	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
Gas production (GWh)	180	220	220	400	580	580
% change y-o-y	0.0%	22.2%	0.0%	81.8%	45.0%	0.0%
<i>o/w mine gas</i>	180	180	180	180	180	180
<i>o/w RNG</i>			0	220	400	400
Average gas price (€ per MWh)	46	52	48	89	101	101
% change y-o-y						
<i>o/w mine gas (€ per MWh)</i>	46	52	59	46	46	46
<i>o/w RNG (€ per MWh)</i>			0	125	125	125
Gas revenue (€m)	8.2	9.4	10.6	35.8	58.3	58.3
% change	12.3%	14.8%	12.6%	237.6%	62.9%	0.0%

Sources: FDE, CIC CIB

— Dans l'hydrogène vert

FDE a une ambition forte dans l'hydrogène bas carbone et vise à fournir cette énergie aux secteurs de la mobilité pour alimenter directement des bus ou des bateaux ou pour une utilisation sous forme de SAF pour l'aviation et à l'industrie en le fournissant sous forme d'ammoniac vert pour la production d'engrais. D'une capacité proche de 0 GWh actuellement, il souhaiterait monter à 640 GWh à l'horizon 2030.

Dans ce cas, l'H₂ est produit par électrolyse en utilisant de l'eau et de l'électricité provenant de sources renouvelables. L'acquisition de Greenstat en 2024 est venue positionner FDE sur l'hydrogène vert. Cette société possède en Norvège à Stord un site pilote de production d'hydrogène vert de 1 MW. Elle a un *pipeline* de projets d'hydrogène vert dont le premier site détenu à 100% est situé à Agder avec l'objectif de fournir de l'hydrogène vert à l'industrie maritime. Des accords opérationnels ont été signés pour la construction du projet avec ITM Power (pour les électrolyseurs) et avec Hoerbiger (compresseurs d'hydrogène). La capacité sera de 20 MW au démarrage et portée à 60 MW par la suite (délai indéterminé, hypothèse CIC CIB retenue : T4-2029). La mise en service est prévue début 2027. Un second projet en partenariat avec Neptune Tromso de 20 MW est en cours de développement pour alimenter une usine existante d'ammoniaque en hydrogène vert. Cette unité localisée à Glomfjord devrait entrer en production au T4-2027.

Française de l'Energie – Renewable H2 business model

	Combined heat power
Standard capacity	20 MW
Total capex per site (€m)	Up to 37
<i>o/w financed by :</i>	
Equity	10%
Subsidies	40%
Debt	50%
Time to market (months)	36
Recurrent annual revenues per site (€m)	25
Annual opex per site (€m)	15
Payback (years)	5
Project IRR	>20%
NPV at 8% after taxes (€m)	>30

Source: FDE

Pour qu'un électrolyseur de 20 MW génère 25 M€ de revenus annuels, l'hypothèse retenue est qu'il fonctionne 8 000 heures par an (taux de charge ~91%), soit une génération d'énergie de 160 GWh et une production équivalente d'hydrogène de 4 800 tonnes par an. Le prix à la tonne d'hydrogène retenu étant ~5 200 €. En cas de succès de son programme de production d'hydrogène vert en Norvège, FDE pourrait selon nos estimations générer avec ce produit autour de 75 M€ de CA à l'horizon 2030 (avec l'extension du site d'Agder).

Française de l'énergie – Green hydrogen production and revenue increase (€m)

Fiscal year	2025	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
Hydrogen production capacity (in MW)	1	1	20	40	40	80
Hydrogen production (tonnes/year)			1,200	7,200	9,600	14,400
Avg. hydrogen price (€ per tonne)			5,200	5,200	5,200	5,200
Total hydrogen revenue (€m)			6.2	37.4	49.9	74.9
% change				500.0%	33.3%	50.0%

Sources: FDE, CIC CIB

Une option prometteuse sur l'hydrogène naturel

— L'hydrogène naturel qu'est-ce que c'est ?

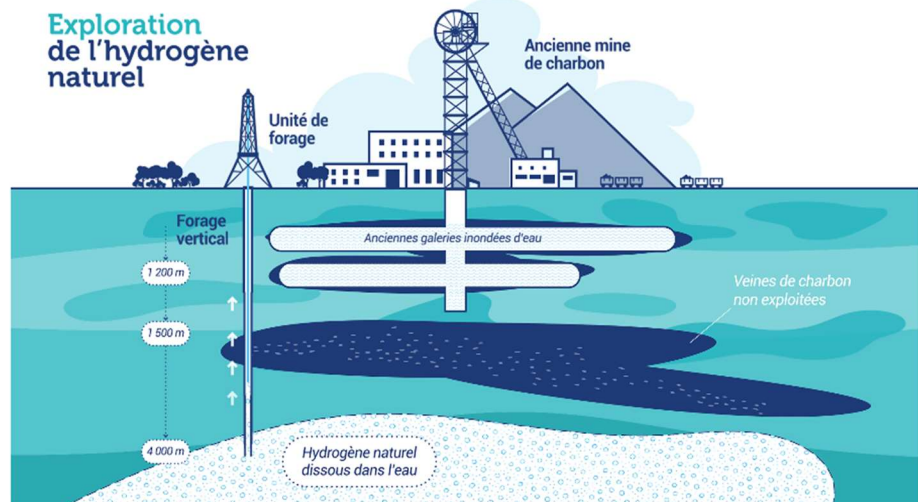
L'hydrogène blanc, appelé également « naturel », « natif », ou « géologique », désigne de l'hydrogène présent à l'état natif dans le sous-sol. On connaît encore mal son origine, mais il semble formé par des réactions géologiques naturelles (réaction de l'eau sur des roches riches en fer ou très radioactives provoquant leur oxydation). Contrairement à l'hydrogène produit industriellement, il constitue une source d'énergie primaire, directement exploitable, pouvant être utilisée pour produire de l'électricité ou comme alternative aux combustibles fossiles, sans émission directe de CO₂. N'étant pas produit à partir de la transformation industrielle d'une autre source d'énergie, son coût est très faible. FDE l'estime à 2 €/kg contre 4/5 € pour l'hydrogène gris et 10 € par kg pour l'hydrogène vert. Son principal enjeu réside dans son identification et sa caractérisation, encore complexes en raison du manque d'outils adaptés pour mesurer précisément les concentrations dans le sous-sol. Dans ce contexte, les compétences en géosciences et en exploration développées par FDE dans le gaz constituent un avantage pour identifier et valoriser cette ressource émergente.

— Une découverte unique au monde

En janvier 2026, FDE a obtenu un permis exclusif de recherche (PER) d'hydrogène naturel en Lorraine sur une surface de 2 254 Km² (l'ensemble du bassin lorrain) pour une durée initiale de 5 ans (permis dit des « Trois Evêchés »). Depuis, les résultats préliminaires, qui avaient indiqué une très forte augmentation de la concentration d'hydrogène à moyenne profondeur, ont été confirmés par un forage profond (PTH-2) à 3 655 m. Celui-ci a validé la présence d'hydrogène naturel sur de nombreux intervalles. Une phase d'analyse de 18 à 24 mois devrait suivre afin de confirmer la faisabilité de l'exploitation de cette source d'énergie décarbonée à des coûts compétitifs.

En Lorraine cet hydrogène naturel est présent sous forme d'un gaz dissous dans l'eau.

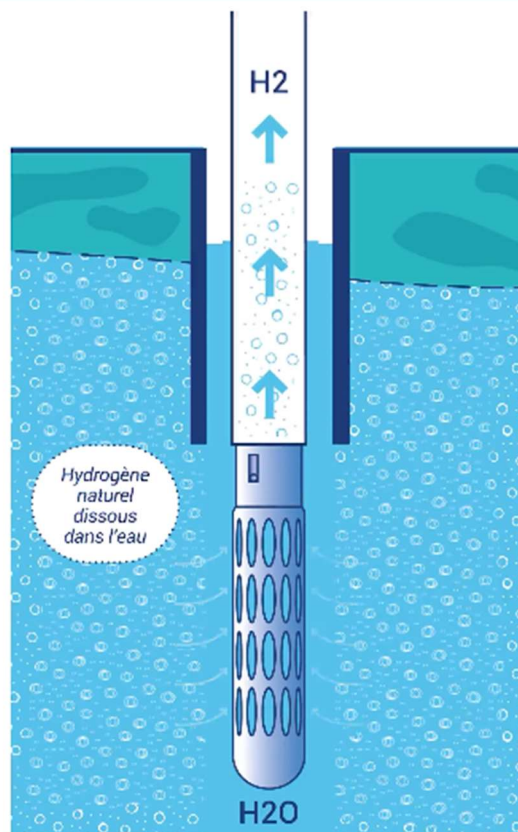
Natural hydrogen found dissolved in groundwater in Lorraine



Source: FDE

Cette recherche s'inscrit dans le cadre du programme REGALOR II, qui a obtenu une subvention de 8,8 M€ (Fonds de Transition Juste de la Région Grand Est et de l'UE) en décembre 2025. Ce programme de recherche, dirigé par FDE, vise à étudier les mécanismes de formation de l'hydrogène naturel et les modalités de son exploitation à l'échelle industrielle. Pour extraire cet hydrogène sans injection ni pompage, FDE travaille en partenariat avec le CNRS et Solexperts. Leurs chercheurs ont développé une sonde avec une membrane semi-perméable laissant passer le gaz, mais pas l'eau. Pour l'instant, cette sonde fonctionne à 1 200 m de profondeur. L'enjeu des prochains mois est donc de continuer à la perfectionner pour la rendre efficace jusqu'à -4 000 mètres.

Natural hydrogen extraction process



Source: FDE

— Un hydrogène idéalement placé pour rencontrer sa demande

La Lorraine est géographiquement au cœur du croissant industriel européen qui grossièrement s'étend de l'Angleterre du Nord, au nord de l'Italie, en couvrant notamment la Belgique et les Pays-Bas et la Ruhr allemande. Un projet d'infrastructure de transport d'hydrogène bas carbone, MosaHYc (Moselle Sarre Hydrogène Conversion), est déjà lancé sur ce territoire. Il s'agit d'un projet de canalisation transfrontalière de transport d'hydrogène bas carbone d'environ 90 km reliant le Grand Est (France), la Sarre (Allemagne) et la frontière luxembourgeoise. Il est porté par Natran (ex GRTgaz), filiale d'Engie, en partenariat avec Creos Deutschland (Creos est l'opérateur luxembourgeois des réseaux d'électricité et de gaz). Il s'appuie sur la transformation des réseaux existants plutôt que sur la construction d'un réseau neuf, ce qui divise les coûts de construction par deux. L'investissement total serait de 110 M€, dont 40 M€ portés par NaTran et le solde de 70 M€ par Creos Deutschland. La décision d'investissement a été signée en avril 2024, avec un démarrage des opérations prévu en 2027. Un premier client, l'aciériste allemand SHS, a réservé 80% des capacités du réseau pour 25 ans (production d'acier vert à Dillingen en Sarre).

— Une découverte qui change potentiellement la donne pour FDE

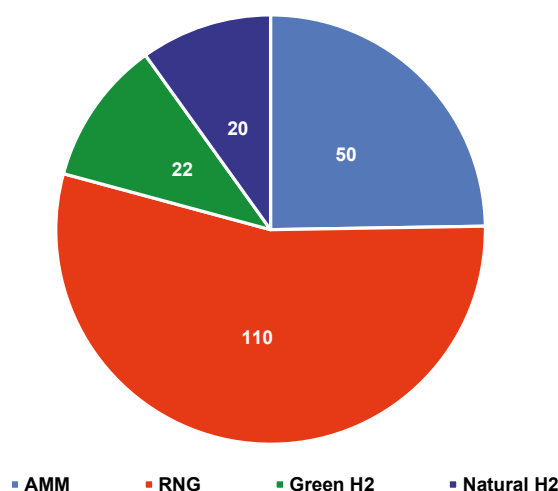
D'après les estimations, le gisement d'hydrogène de Moselle serait le plus important au monde et représenterait un réservoir d'environ 34 Mt d'hydrogène. Cela signifie qu'à elles seules ces réserves permettraient potentiellement de répondre à l'objectif européen du plan RepowerEU de 2022 qui est de produire 10 Mt d'hydrogène renouvelable en 2030 et d'en importer une quantité équivalente. Rappelons que cet objectif avait été fixé après l'invasion de l'Ukraine, mais qu'il accuse aujourd'hui un retard considérable. Vendu à 2 000 € la tonne, soit son prix de revient de production estimé, cet hydrogène pourrait représenter un CA cumulé de 68 MM€ pour FDE, soit 2 000 fois plus que ses revenus actuels ! Cela suppose toutefois que plusieurs inconnues soient levées : une validation du niveau des réserves prouvées, la mesure du débit du puits, des sondes fiables permettant d'extraire cet hydrogène de l'eau et de le remonter depuis des profondeurs élevées à la surface, l'existence d'un marché suffisant pour absorber cet hydrogène.

D'autres régions autour du bassin Lorrain envisagent également de rechercher de l'hydrogène naturel. Les Hauts de France souhaiteraient lancer un programme Reganord. En Belgique, Jean-Luc Crucke, le ministre du climat et de la transition environnementale a obtenu 3,2 M€ de budget pour poursuivre, avec des fonds européens, l'exploration de la réserve côté Belge.

Multiplication par près de 7x du rythme de capex annuel

Sur la période 2026-28, FDE a prévu ~200 M€ d'investissements nets de subvention et hors investissement de maintenance (estimés annuellement à 4 M€). Cela représente une hausse significative par rapport aux 10 M€ dépensés annuellement en moyenne depuis 2020. Ces Capex se répartissent comme suit :

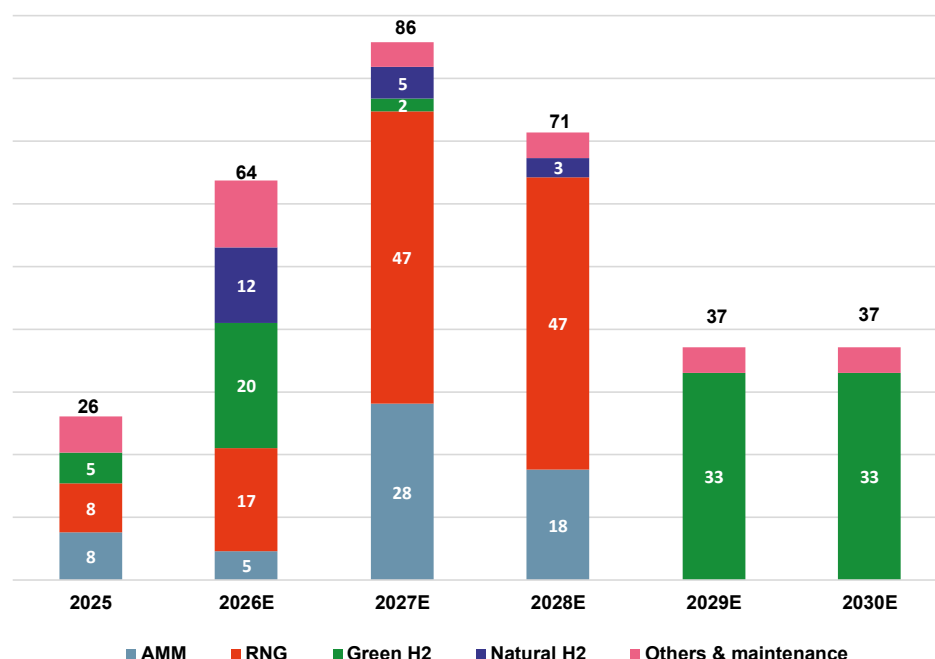
FDE – Development capex net of grants 2026-28 (€m)



Sources: FDE, CIC CIB

La majorité des investissements se concentreront sur les développements nouveaux dans le GNR et dans le déploiement de nouvelles cogénérations électriques (80%), le solde l'étant dans l'hydrogène. Par année, jusqu'en 2030 et en intégrant dans l'hydrogène vert l'extension du site d'Agder et la construction de celui de Glomfjord, ainsi que les investissements autres et de maintenance, on aurait un pic de 86 M€ sur l'exercice 2026/27, suivi d'une décrue au cours des années suivantes :

FDE – Development capex net of grants 2026-28 (€m)



Sources: FDE, CIC CIB

Un financement sécurisé

D'après nos estimations, les subventions publiques versées pour les projets norvégiens devraient représenter environ 26% du montant total d'investissement. Hors subventions, nous estimons en moyenne un financement constitué à 70% de dette et 30% de fonds propres.

Pour financer son ambitieux programme de capacités, FDE peut s'appuyer sur ses 51 M€ de trésorerie disponible à fin décembre 2025, et sur la génération de FCF de ses infrastructures existantes qui va s'amplifier au fur et à mesure des investissements. Il bénéficie également

d'émissions de green bonds souscrites par EDRAM, pour un montant cumulé de 85 M€, qui lui permettent d'amorcer le financement en fonds propres des projets. Ceux-ci sont, durant la construction ou après leur mise en service, refinancés par des prêts classiques sur les actifs (*non recourse*). Ceux-ci bénéficient de taux bas compte tenu de revenus sécurisés par des contrats de vente à long terme et de la forte visibilité offerte sur leurs *cash-flows* futurs. Ces prêts peuvent être obtenus auprès d'un large pôle bancaire. Les green bonds souscrits par EDRAM portent un taux d'intérêt de 5,5% à 6%.

En matière de levier financier, un pic devrait être atteint au 30 juin 2027E avec un ratio d'endettement net sur EBITDA de 10,1x. Celui-ci devrait rapidement se réduire et se rapprocher des 3x à fin juin 2030E. En montant absolu, l'endettement net pourrait atteindre 271 M€ en juin 2029E.

FDE dispose d'une marge de manœuvre limitée pour réduire ce niveau d'endettement par des cessions d'actifs. La société pourrait toutefois se désengager de ses activités dans le solaire qui affichent une faible rentabilité et sont devenues non stratégiques. Cela concernerait la participation minoritaire de 49,5% dans la ferme de Petjnik (Bosnie). Les centrales photovoltaïques françaises et norvégiennes pourraient aussi ouvrir leur capital à des tiers.

Française de l'énergie – Net debt and financial gearing evolution (€m)

Fiscal year	2025	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
Net debt (excl. lease)	62	113	191	258	271	266
% change y-o-y	186.3%	81.7%	67.9%	35.5%	5.1%	-2.0%
Net debt to equity	62%	113%	186%	217%	178%	136%
Net debt to EBITDA	3.6x	10.1x	9.4x	5.7x	3.9x	3.1x

Source: FDE, CIC CIB

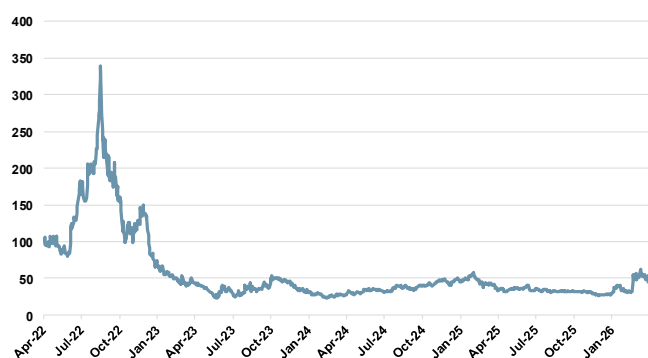
Des résultats attendus en forte hausse après 2027

Un impact limité à court terme de la hausse des prix énergétiques

FDE est un producteur d'énergie. Des prix élevés du gaz et de l'électricité lui permettent d'augmenter son chiffre d'affaires, mais augmentent en contrepartie les coûts de l'électricité nécessaire au fonctionnement de ses installations, hors auto-consommation.

Avec le conflit au Moyen-Orient, le prix du gaz (30% du CA au S1-2025/26) en Europe a été, au plus fort de la crise, multiplié par deux depuis le 1^{er} janvier 2026. Cette forte hausse doit toutefois être relativisée dans une perspective plus longue. En 2022, l'invasion de l'Ukraine avait multiplié par plus de 3x les prix du gaz en Europe. Aujourd'hui, l'offre se trouve réduite par le manque de GNL qatari (arrêt d'installations de liquéfaction et impossibilité de traverser le détroit d'Ormuz pour les méthaniers) qui représente un peu moins de 10% des importations de gaz dans l'Union européenne. Compte tenu des destructions partielles de ces infrastructures de liquéfaction, leur redémarrage sera long. Les scénarios actuels tablent sur une réouverture de l'essentiel des installations au mois d'août, avec pour les plus touchées 4 à 5 ans d'indisponibilité. Cela signifie que pendant plusieurs années, le Qatar ne sera qu'à 84% de son potentiel d'exportation de GNL.

Dutch TTF gas monthly near-term price (€/MWh), last 2 years



Source: FactSet

Dutch TTF gas monthly near-term price (€/MWh), last 4 years

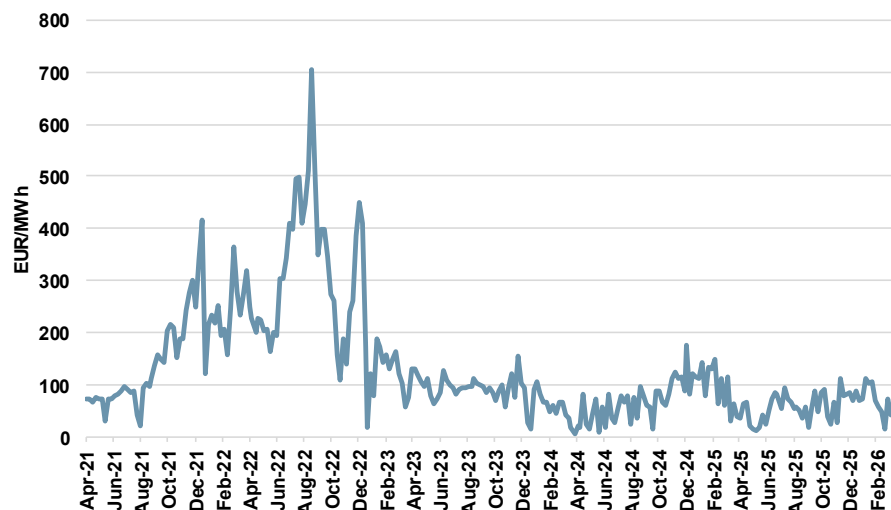


Source: FactSet

Pour FDE, le bénéfice de la hausse des prix de l'énergie est limité par leur forte volatilité qui complique la mise en place de politiques de couverture. Actuellement et avec un prix du gaz revenu à 46 €/MWh, l'impact de la crise au Moyen-Orient est limité sur les résultats de FDE. Sur l'exercice 2025/26, 42% des ventes du groupe sont en effet couvertes à un prix de 50 €/MWh. Sur 2026/27, c'est 15% au prix de 52 €/MWh.

Pour l'électricité (40% du CA du S1-2025/26), l'impact potentiel sur les résultats de FDE est encore plus réduit. Les variations intra day sont de plus en plus élevées, avec le poids croissant des renouvelables dans le mix de production, ce qui rend moins pertinent le suivi d'un prix spot. Par ailleurs, une part croissante de l'électricité vendue par FDE l'est au travers de contrats long terme avec des prix fixés par avance. Ainsi au S1 on se situait en France à un niveau proche du prix plancher de 80 €/MWh (74 €/MWh). En Belgique où FDE vend aux prix de marché, on était proche de 97 €/MWh. Si l'on constate que l'électricité se traite en France sur des niveaux spots supérieurs à 100 €/MWh, nous modélisons un prix de l'électricité produite par les cogénérations de FDE autour de 80 €/MWh.

EPEX spot France day base price (€/MWh), last 5 years



Source: FactSet

Au total, l'impact de la crise énergétique est limité sur les résultats de FDE. En revanche, en poussant à une accélération de la sortie des énergies fossiles importées, les événements au Moyen-Orient sont un accélérateur du développement de FDE.

2026 et 2027, des exercices de transition

FDE est actuellement dans une phase d'investissement et ses nombreux projets ne commenceront à avoir un impact sur son *cash-flow* qu'à partir de l'exercice 2027/28.

— Forte croissance des revenus au rythme de démarrage des projets

Nous avons détaillé notre prévision de CA dans le tableau suivant. Avec ses nouvelles cogénérations électriques, FDE prévoit un revenu annuel supplémentaire de 18 M€ auquel s'ajoutent 45 M€ venant de Norvège et des unités de gaz naturel renouvelable. Au total 63 M€ de CA additionnels, hors projets dans le solaire et l'hydrogène, qui permettront, au vu de nos prévisions, au groupe d'atteindre son objectif 2030 d'un CA annuel supérieur à 175 M€. Au total, sur les 5 prochaines années, le taux de croissance annuel moyen des revenus devrait être supérieur à 40%.

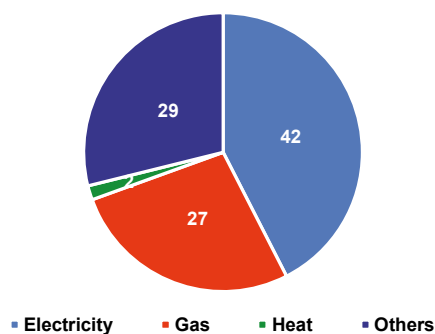
Française de l'énergie – Revenu forecasts (€m)

Fiscal year	2025	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
Electricity						
Gas cogeneration production (GWh)	128	159	195	292	384	400
Solar electricity production (GWh)	16	18	18	18	18	18
Electricity production (GWh)	144	177	213	310	403	418
Average electricity price (MWh€)	94	82	80	80	80	80
Electricity revenue	12.9	14.5	17.1	24.8	32.2	33.4
% change y-o-y	-41%	13%	17%	46%	30%	4%
Heat						
Heat production (GWh)	64	64	64	64	64	64
Average heat price (MWh€)	7.8	7.8	7.8	7.8	7.8	7.8
Heat revenue	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
% change y-o-y	13%	0%	0%	0%	0%	0%
Gas						
o/w abandoned mine methane (AMM)	180	180	180	180	180	180
o/w renewable natural gas (RNG)				220	400	400
Gas production (GWh)	180	180	180	400	580	580
Average AMM price (MWh€)	46	52	59	46	46	46
Average RNG price (MWh€)			0	125	125	125
Gas revenue	8.2	9.4	10.6	35.8	58.3	58.3
% change y-o-y	12%	15%	13%	238%	63%	0%
Hydrogen						
Hydrogen production per year (GWh)			88	175	175	350
Hydrogen production (tonnes m/year)			1,200	7,200	9,600	14,400
Avg. hydrogen price (€ per tonne)			5200	5200	5200	5200
Hydrogen revenue			6.2	37.4	49.9	74.9
% change y-o-y				500%	33%	50%
Other products						
Bio CO ₂ production (tonnes)				10,650	14,200	14,200
Bio fertiliser production (tonnes)				123,750	165,000	165,000
Bio CO ₂ price (€ per tonne)				70	70	70
Bio fertiliser revenue (€ per tonne)				3	3	3
Other products revenue				1.1	1.5	1.5
% change y-o-y					33%	0%
EPC						
Greenstat + Alltec revenue	8.8	9.1	9.7	9.9	10.0	10.2
% change y-o-y	389%	4%	6%	2%	2%	2%
TOTAL REVENUE	30.4	33.6	44.0	109.5	152.5	178.9
% change y-o-y	-3%	11%	31%	149%	39%	17%

Source: FDE, CIC CIB

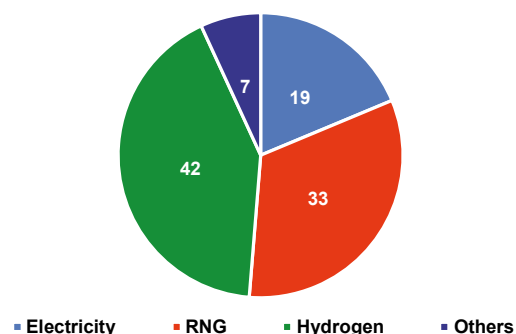
Dans les 4 prochaines années, au fur à mesure de la mise en service des projets, le profil de FDE va significativement se transformer. Au-delà du changement de taille, l'origine des revenus va évoluer géographiquement avec la Norvège devenant le principal contributeur au CA (76%). Le portefeuille d'activités va pour sa part s'enrichir de la production d'hydrogène, de gaz naturel renouvelable et d'autres gaz comme le bio-CO₂.

FDE – 2025 sales by product (%)



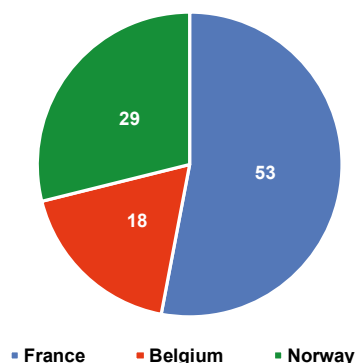
Source: FDE

FDE – 2030E sales by product (%)



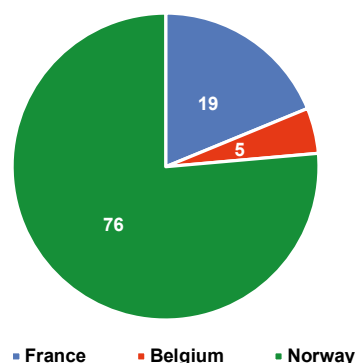
Source: CIC CIB Estimates

FDE – 2025 sales by country (%)



Source: FDE

FDE – 2030E sales by country (%)



Source: CIC CIB estimates

— Une multiplication par 10 du résultat net en 5 ans

Notre modèle valide l'objectif d'EBITDA de plus 85 M€ que s'est fixé FDE à l'horizon 2030. Après deux années de recul, en 2025 et 2026E, les résultats de l'activité devraient reprendre leur progression. Nous n'attendons pas d'amélioration significative de la marge d'exploitation compte tenu de la faiblesse du levier opérationnel, en l'absence de mouvements significatifs sur les prix de l'énergie.

Le résultat net part du groupe devrait fortement croître, à partir de l'exercice 2027/28E, avec l'amorce d'une réduction de l'endettement et des frais financiers. D'ici là, le résultat net devrait être modeste et seulement légèrement positif pour l'exercice en cours.

Française de l'énergie – Results forecasts (€m)

Fiscal year	2025	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
Revenue	30	34	44	110	152	179
% change y-o-y	-3%	11%	31%	149%	39%	17%
EBITDA	17	11	20	45	70	85
% change y-o-y	-12%	-35%	81%	122%	56%	22%
% EBITDA margin	57%	34%	46%	41%	46%	48%
Operating profit	12	5	11	34	58	71
% change y-o-y	-24%	-58%	122%	197%	71%	24%
% EBIT margin	40%	15%	26%	31%	38%	40%
Net result group share	4	-1	2	16	33	44
% change y-o-y	0%	-123%	-344%	689%	103%	32%
% net result margin	12%	-3%	5%	15%	22%	24%

Sources: FDE, CIC CIB

Une valorisation à 59 € par action

Compte tenu de l'importante phase d'investissement, de changement de taille et de transformation de son profil d'activités dans laquelle est engagé FDE, une approche par somme des parties apparaît comme la meilleure manière d'appréhender sa valorisation.

Voici les méthodes de valorisation retenues pour les différentes catégories d'actifs :

- **Opérations en service** – Nous faisons l'hypothèse qu'elles sont en mesure, sur leur cycle d'activité, de générer un EBITDA annuel de 20 M€ (niveau constaté sur l'exercice 2023/24). A ce montant nous appliquons un multiple de 10x qui correspond au ratio EV/EBITDA 2026 moyen actuellement obtenu sur un échantillon d'*utilities* européennes régulées des secteurs électriques et gaziers (Elia, Enagas, Italgas, Redeia, Ren, Terna).
- **Nouvelles unités de cogénération** – Après avoir validé le calcul de FDE qui conclut que chaque unité a une VAN (actualisée à 8%) > à 3 M€ (retenu à =), nous avons, en fonction du planning actuel de mise en service de ces différentes unités, estimé leur valeur présente. Nous retenons toutefois un taux d'actualisation réduit de 5,8% (vs 8% pour FDE). Cela permet d'intégrer la réduction de la prime de risque observée sur FDE suite aux différentes crises énergétiques (Beta historique de l'action FDE sur 6 mois = 0,72x). Ce taux plus faible est également retenu, car la période d'actualisation est courte (3 ans au maximum).
- **Projets GNR en Norvège** – Comme pour les unités de cogénération, nous retenons le calcul de FDE d'une VAN (actualisée à 8%) par projet de l'ordre de 30 M€. En fonction de leur planning actuel de mise en service, nous ramenons chaque projet à sa valeur actuelle en utilisant un taux de 5,8%. Cependant, nous appliquons ensuite une décote de 30% à la valeur obtenue pour tenir compte de l'absence de signature de contrat *off take* avec un ou plusieurs clients. Toute annonce à ce sujet permettrait d'éliminer cette décote avec un impact positif de 4,6 € par action FDE.
- **Projet d'hydrogène vert en Norvège** – Nous actualisons également une valeur de 30 M€ par unité. Le projet de Glomfjord et l'extension de 40 MW de Agder étant plus incertains, nous leur appliquons une décote plus élevée (50%) qu'à la phase 1 du projet Agder (30%) qui apparaît bien lancé. L'élimination de la décote sur ces actifs avec la conclusion de contrats long terme de commercialisation aurait un impact positif de 6,5 € par action FDE.
- **Sur l'hydrogène blanc lorrain** – Symboliquement, nous valorisons ce projet au montant de 20 M€ que FDE prévoit d'y investir en 2026-2028. Faute de données sur la production annuelle attendue d'hydrogène à ce stade, le prix de vente à la tonne de cet hydrogène et le montant d'EBITDA généré par tonne vendue, il est difficile à ce stade de le valoriser. Le potentiel est toutefois énorme. Un simple calcul de coin de table avec 10 Mt d'hydrogène produites par an à partir de 2030 (objectif européen), un EBITDA de 600 € par tonne actualisé à 8% à l'infini valoriserait cet actif à plus de 10 MM€.
- **Nous considérons les actifs photovoltaïques comme *non core*** – Ils sont valorisés en France à 150 000 €/ MW de capacité et en Bosnie une décote de 30% est appliquée sur cette valeur, car il s'agit d'une participation minoritaire (49,5%).

Française de l'Energie – Sum of the parts valuation (€m)

	Amount	Valuation Method
Cogeneration	263.3	
o/w existing assets	200.0	10 x €20m EBITDA
o/w future units	63.3	DCF of €3m NPV per unit
<i>o/w 2026 commissionings</i>	<i>11.8</i>	<i>4 units</i>
<i>o/w 2027 commissionings</i>	<i>16.1</i>	<i>6 units</i>
<i>o/w 2028 commissionings</i>	<i>35.4</i>	<i>14 units</i>
RNG projects in Norway	57.1	30% discount on DCF of €30m NPV per unit
<i>o/w Halså</i>	<i>19.3</i>	
<i>o/w Stavanger</i>	<i>19.0</i>	
<i>o/w Alver</i>	<i>18.8</i>	
Green hydrogen projects in Norway	45.6	Discount on DCF of €30m NPV per unit
<i>o/w Agder (phase 1)</i>	<i>19.8</i>	<i>30% discount</i>
<i>o/w Glomfjord</i>	<i>13.6</i>	<i>50% discount</i>
<i>o/w Agder (phase 2)</i>	<i>12.1</i>	<i>50% discount</i>
Natural hydrogen	20.0	Estimated 2026-28 capex
TOTAL GROSS ASSET VALUE	386.0	
Net financial debt	-79.2	Net debt at 31 December 2025
Non-core assets	5.3	Photovoltaic assets
NET ASSET VALUE	312.1	
Total number of shares (€m)	5.3	
VALUE PER SHARE	59.11	
Current share price (€)	40.40	
Premium (discount)	-32%	

Sources: CIC CIB, FDE

Comme autres facteurs de variation négative de notre valorisation par somme des parties, nous avons mesuré l'impact d'un retard d'un an sur le démarrage de l'ensemble des projets (-1,7 € par action) et un relèvement de 1% de notre taux d'actualisation court terme (augmentation de 5,8% à 6,8%). Son impact serait modeste (-0,6 € par action).

Française de l'Energie – Valuation sensitivities

	Updated NAV per share (€)	Impact per share (€)
Discounts on Norwegian RNG projects reduced to 0	63.7	+4.6
Discounts on Norwegian Green hydrogen projects reduced to 0	65.6	+6.5
One year delay on project commissioning	57.4	-1.7
+1% on short-term DCF discount rate (6.8%)	58.5	-0.6

Sources: CIC CIB, FDE

Nous retenons cette valorisation à 59 € par action comme objectif de cours à 12 mois. Comme on peut le constater, les multiples de valorisation baissent fortement après les deux années de transition 2026E et 2027E.

Française de l'Energie – Implied valuation multiples at €59 per share

	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
P/E	219.1x	112.6x	12.9x	9.3x	7.1x
EV/Sales	12.7x	11.4x	5.1x	3.8x	3.2x
EV/EBITDA	28.3x	23.7x	10.2x	8.2x	6.6x
EV/EBITDA	48.0x	41.1x	12.9x	9.9x	7.9x

Source: CIC CIB

Focus Société

Recherche Développement Durable

Nicolas Haese

Responsable Recherche Développement Durable
+33 1 53 48 22 86
nicolas.haese@cic.fr

Eva Zarbo

Analyste Développement Durable
+33 1 53 48 83 02
eva.zarbo@cic.fr

Françoise Etienne

Responsable Recherche Développement Durable
+33 1 53 48 81 13
francoise.etienne@cic.fr

Recherche Actions

Arnaud Palliez

Analyste financier
+33 1 41 81 74 24
arnaud.palliez@cic.fr

La Française de l'Energie

Synthèse

FDE est au cœur des enjeux de la transition en tant que groupe multi-énergies. En effet, le groupe développe des actifs de production d'énergie locaux, bas carbone, décentralisés et situés en Europe. Il produit de l'électricité (~144 GWh en 2024/25) à partir d'unités de cogénération alimentées par du gaz de mine et de fermes photovoltaïques. Ce portefeuille d'actifs opérationnels finance une nouvelle phase de croissance dans le biogaz et l'hydrogène vert. S'il est encore tôt pour apprécier la faisabilité de l'exploitation de l'hydrogène blanc, ou natif, dont la présence est confirmée en Lorraine, ce dernier pourrait renforcer FDE comme un acteur majeur de la transition. Certes, le groupe produit du méthane capté dans d'anciennes mines de charbon. Mais sans son intervention, ce gaz serait émis dans l'atmosphère. FDE évite donc des émissions de gaz à effet de serre et, toujours dans cette perspective d'évitement, travaille au développement de techniques de captage du CO₂. Le *reporting* extra-financier est encore en construction et devrait se développer à l'avenir.

Risques de durabilité : exposition et gestion

L'enjeu clef du groupe est, en tant qu'acteur de l'énergie, son impact sur le changement climatique. Si le groupe exploite largement du méthane, ce dernier est capté dans des anciennes mines de charbon, ce qui permet d'éviter qu'il s'échappe dans l'atmosphère et, par voie de conséquence, de limiter l'empreinte carbone de ce dernier. Ce gaz est alors valorisé en étant directement injecté dans le réseau ou sous forme d'électricité et de chaleur. Pour ses développements futurs, FDE se concentre sur la production d'énergies bas carbone comme du GNR ou de l'hydrogène vert. Le méthane étant une énergie fossile, l'enjeu principal de FDE est de démontrer et de quantifier l'impact carbone de sa production d'énergie à partir de gaz de mine (réduction des fuites de méthane) et de mettre en place le captage et le stockage des émissions liées à la combustion. La santé et la sécurité des salariés sont également un enjeu majeur pour un secteur industriel comme celui de l'énergie. En effet, les installations de combustion et de forage impliquent un risque d'accident pouvant se traduire par la mise à l'arrêt des installations et un risque pour la santé des salariés. Le groupe montre avoir mis en place des politiques, mais le *reporting* est encore à améliorer.

Enjeux, défis et opportunités

La Française de l'énergie se positionne sur des technologies répondant à l'enjeu clef du secteur : la transition. Parmi les solutions les plus prometteuses : l'hydrogène blanc. En effet, l'hydrogène est actuellement produit très majoritairement à partir de méthane et est fortement émetteur de GES. Les solutions de décarbonation du processus industriel sont encore très énergivores et coûteuses. Or, capter l'hydrogène à l'état naturel reviendrait à produire un hydrogène bas carbone et à un coût maîtrisé.

En complément, le groupe se positionne sur le captage du CO₂ par le pilotage d'un programme de recherche avec le CNRS et l'université de Lorraine afin de capter et stocker le CO₂ dans les charbons. Si cette activité ne génère pas de chiffre d'affaires à l'heure actuelle, elle serait complémentaire de l'exploitation de méthane et même au-delà avec le ciment.

Analyse environnementale

Organisation

Compte tenu de la taille du groupe (113 salariés), les attentes en la matière sont naturellement allégées. Le groupe montre des éléments de bonne gouvernance (cf. infra), mais mentionne peu d'éléments concernant l'organisation de la RSE du groupe.

Impacts de l'entreprise sur l'environnement

- **Climat** : le groupe mentionne avoir commencé un bilan carbone, mais ne publie pas encore les résultats.
- **Biodiversité** : pas d'éléments en la matière

Mesures d'atténuation

- **Processus opérationnel** : le fait de capter le CO₂ de gaz de charbon qui aurait pu se retrouver dans l'atmosphère permet de limiter l'empreinte carbone de la production d'énergie à partir de méthane.
- **Produits & Services** : le groupe propose de nombreux produits et services bas carbone et entend accélérer leur développement. A l'heure actuelle, FDE exploite 15 unités de cogénération alimentées par du gaz de mine (22,5 MW installés), 3 sites de production d'électricité photovoltaïque (65 MW de capacité installée) et alimente, à partir de gaz décarboné, le plus important réseau de chauffage urbain de France (4,3 MW pour la ville de Béthune). Dans quelques mois, il produira également du gaz naturel renouvelable à partir de biomasse et de l'hydrogène vert en Norvège (en cours de construction). Par ailleurs, le groupe entend élargir son offre avec le développement de l'hydrogène blanc et le captage du CO₂ avec le pilotage d'un programme de recherche.

Objectifs

- **Climat** : pas d'objectif.
- **Biodiversité** : pas d'objectif.

Synopsis ESG (1)

Les sujets traités ci-après ne sont pas exhaustifs, mais présentent, selon notre analyse, des sujets d'attention dans la perspective de durabilité du groupe.

Contribution au développement durable (ODD et taxonomie)

- Le groupe contribue aux ODD 7 sur « l'énergie propre et abordable », 9 « industries innovation et infrastructure », 11 « villes et communautés durables », 12 « consommation et production responsables », 13 « mesures relatives à la lutte contre le changement climatique » et 17 « partenariats pour la réalisation d'objectifs ».
- La **taxonomie européenne** établit des critères minimaux qu'une activité économique doit respecter pour être considérée comme « durable sur le plan environnemental », à savoir : (i) apporter une contribution importante à au moins un des six critères environnementaux (ii) sans porter préjudice aux autres (voir critères techniques définis dans les textes) ; (iii) respecter les principes internationaux (définis par l'OCDE et les Nations Unies). En se basant sur la **taxonomie**, le groupe ne publie pas d'éléments.

Environmental issues – Policies / metrics / targets

FDE						
Selection of metrics concerning the Environment						
General information						
CSR report review	Targets / objectives	GHG Scope 1	GHG Scope 2		GHG Scope 3	Eco-design
Limited *	Yes	Yes	Yes		Yes	No
Historical metrics	Scope	Units	Year		Numbers	Change (%)
GHG emissions	1 & 2	kCO ₂ eq	2025		N/A	N/A
GHG emissions	3	tCO ₂ eq	2025		N/A	N/A
GHG intensity	1 & 2 & 3	kgCO ₂ eq/m ²	2025		N/A	N/A
Targets	Scope	Units	Base year	Target year	Estimated target	Implied reduction
GHG emissions	1 & 2 & 3	tCO ₂ eq	N/A	2050	100%	Carbon neutrality
Other environmental issues						
Historical metrics	Scope	Units	Year		Numbers	Change (%)
Water withdrawal						
Water consumption	N/A	cu. m	2025		N/A	N/A
Water intensity	N/A	cu. m/m2	2025		N/A	N/A
Energy use	N/A	MWh	2025		N/A	N/A
Energy use	N/A	kWh/m2	2025		N/A	N/A
Waste (operational)	N/A	t	2025		N/A	N/A
Waste intensity						
Targets	Target Year	Comments				
Water						
Energy use						
Waste						

* "Limited assurance" of Statutory Auditors on the consolidated non-financial performance report

Sources: Company, CIC Market Solutions

Synopsis ESG (2)

Les sujets traités ci-après ne sont pas exhaustifs, mais présentent, selon notre analyse, des sujets d'attention dans la perspective de durabilité du groupe.

Governance and social issues

Le groupe a adopté une structure de gouvernance à conseil d'administration. Les fonctions de Président et Directeur général sont dissociées et le conseil d'administration, restreint (4 administrateurs), est pour moitié indépendant. Une nouvelle administratrice indépendante a été nommée, ce qui contrebalance l'ancienneté de l'autre membre nommé il y a dix ans. Le capital social est détenu à plus de 16% par son dirigeant. La gouvernance respecte globalement les standards de bonne gouvernance malgré la présence de droits de vote double.

En matière sociale, le groupe déclare un engagement « fondamental » envers ses salariés. Dans un contexte de forte croissance des effectifs, principalement, par croissance externe (+113% en 12 mois), cet enjeu va gagner en importance. Dans ce cadre, le groupe a mis en place une politique HSE, mais ne communique que peu d'éléments. En termes de résultats, le taux de fréquence des accidents du travail est en forte augmentation en doublant entre 2024 et 2025 : 1,58% vs 0,76%. Nous n'avons pas d'éléments explicatifs ni de taux de gravité.

Sur la partie sociétale, le groupe montre des éléments solides. Compte tenu de son positionnement en tant qu'acteur local, le groupe a mis en place une approche novatrice alliant communication pédagogique et dialogue de terrain. Le tout est encadré par un code de conduite et d'éthique professionnelle.

FDE					
Selection of metrics concerning Governance					
Board of Directors					
Size	Average age	% women	% independent	Chairman / CEO duality	Lead Director
4	50	25%	50%	No	No
Other committees					Structure
Size	CSR-sustainability *	Audit	Compliance and ethics	Remuneration	1 or 2-tier structure
% independent	N/A	3	N/A	3	1
Chairperson	N/A	67%	N/A	33%	Different voting rights
		Independent	N/A	Independent	Yes
Other criteria					
No. of employees	Average age	% women	% temporary employees	Supplier-audits done	Social supply chain
113	35	19%	N/A	Yes	Yes
Anti-bribery policy	Ethics policy	Human rights policy	UN Global Compact	ESG linked pay **	
Yes	Yes	Yes	No	Yes	

NB: All information about the board of directors and its committees, except their sizes, excludes directors representing the employees or employee shareholders

* Social and Environmental Responsibility Committee

** If the remuneration of the executive directors is linked to ESG metrics

Sources: Company, CIC Market Solutions

« Raison d'être », « Entreprise à Mission » ou « B Corp certification »

Une entreprise peut faire le choix de s'engager dans une démarche de progression en fixant notamment des objectifs sociaux et environnementaux. Trois façons de formaliser cette démarche : (i) adoption d'une « raison d'être » (au sens de l'article 1835 du code civil en France) inscrite ou non dans les statuts ; (ii) adoption de la qualité « d'entreprise à mission » (suivant l'Article L210-10 du Code de commerce en France) ; (iii) démarche de certification « B Corp » (liens internet : bcorporation.net ou www.bcorporation.fr).

Pas d'élément dans ce domaine à date.

Comptes consolidés

La Française de l'Energie : Compte de résultat consolidé

(M€)	2017A 30/06/17	2018A 30/06/18	2019A 30/06/19	2020A 30/06/20	2021A 30/06/21	2022A 30/06/22	2023A 30/06/23	2024A 30/06/24	2025A 30/06/25	2026E 30/06/26	2027E 30/06/27	2028E 30/06/28
Chiffre d'Affaires	3,68	6,65	7,91	7,86	10,24	26,22	39,23	31,45	30,37	33,58	44,05	109,54
Variation (%)	-	80,89	18,99	-0,74	30,31	156,15	49,61	-19,84	-3,42	10,57	31,17	148,67
Excédent Brut d'Exploitation - Ajusté	-2,21	-1,60	2,40	0,92	3,25	15,10	26,65	19,73	17,28	11,28	20,37	45,13
Variation (%)	-	-27,67	-250,34	-61,65	252,45	364,79	76,57	-25,99	-12,42	-34,72	80,65	121,53
Marge (%)	-60,11	-24,04	30,37	11,73	31,73	57,57	67,95	62,73	56,89	33,59	46,25	41,20
Eléments exceptionnels - cash	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Excédent Brut d'Exploitation - Publié	-2,21	-1,60	2,40	0,92	3,25	15,10	26,65	19,73	17,28	11,28	20,37	45,13
Variation (%)	-	-27,67	-250,34	-61,65	252,45	364,79	76,57	-25,99	-12,42	-34,72	80,65	121,53
Marge (%)	-60,11	-24,04	30,37	11,73	31,73	57,57	67,95	62,73	56,89	33,59	46,25	41,20
Dépréciation & Amort. des actifs tangibles	-0,67	-1,18	-1,01	-1,06	-1,83	-0,84	-3,67	-3,84	-5,13	-6,18	-9,04	-11,41
Dépréciation des droits d'utilisation	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Résultat Opér. avant survaleurs - Publié	-2,88	-2,78	1,40	-0,14	1,42	14,25	16,13	15,89	12,15	5,10	11,34	33,72
Variation (%)	-	-	-	-	-	905,19	13,18	-1,51	-23,53	-58,04	122,34	197,49
Marge (%)	-78,46	-41,80	17,65	-1,82	13,85	54,36	41,13	50,53	40,01	15,18	25,73	30,78
Résultat Opér. avant survaleurs - Ajusté	-2,88	-2,78	1,40	-0,14	1,42	14,25	16,13	15,89	12,15	5,10	11,34	33,72
Variation (%)	-	-	-	-	-	905,19	13,18	-1,51	-23,53	-58,04	122,34	197,49
Marge (%)	-78,46	-41,80	17,65	-1,82	13,85	54,36	41,13	50,53	40,01	15,18	25,73	30,78
Dépr. & Amort. des actifs intangibles	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Résultat Opérationnel - Publié	-2,88	-2,78	1,40	-0,14	1,42	14,25	16,13	15,89	12,15	5,10	11,34	33,72
Variation (%)	-	-	-	-	-	905,19	13,18	-1,51	-23,53	-58,04	122,34	197,49
Marge (%)	-78,46	-41,80	17,65	-1,82	13,85	54,36	41,13	50,53	40,01	15,18	25,73	30,78
Résultat Opérationnel - Ajusté	-2,88	-2,78	1,40	-0,14	1,42	14,25	16,13	15,89	12,15	5,10	11,34	33,72
Variation (%)	-	-	-	-	-	905,19	13,18	-1,51	-23,53	-58,04	122,34	197,49
Marge (%)	-78,46	-41,80	17,65	-1,82	13,85	54,36	41,13	50,53	40,01	15,18	25,73	30,78
Résultat Financier	-0,50	-0,43	-0,52	-0,56	-1,20	-4,57	-1,76	-2,65	-5,88	-4,90	-7,12	-11,15
Autres éléments non-récurrents	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Résultat Courant Avant Impôt	-3,38	-3,21	0,88	-0,70	0,22	9,69	14,38	13,24	6,27	0,20	4,22	22,57
Variation (%)	-	-	-	-	-	4 268,92	48,43	-7,92	-52,65	-96,84	2 027,18	435,45
Marge (%)	-92,06	-48,25	11,10	-8,97	2,17	36,94	36,65	42,10	20,64	0,59	9,57	20,61
Impôts et Taxes	1,06	1,94	-0,04	0,75	0,07	-2,49	-2,55	-2,80	-2,21	0,95	-1,05	-5,64
Taux effectif d'imposition (%)	13,33	16,14	24,02	9,29	1,63	-12,89	-109,45	21,18	35,25	-479,63	25,00	25,00
Résultat Net des sociétés intégrées	-2,32	-1,27	0,84	0,05	0,29	7,20	11,83	10,43	4,06	1,15	3,16	16,93
Variation (%)	-	-	-	-94,30	510,30	2 359,82	64,34	-11,80	-61,10	-71,70	175,24	435,45
Activités en cours de cession	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Contrib. des stés. mises en équivalence	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-1,30	-0,90	-1,80	-0,90	-0,45
Résultat Net consolidé - Publié	-2,32	-1,27	0,84	0,05	0,29	7,20	11,83	9,14	3,16	-0,65	2,26	16,48
Variation (%)	-	-45,29	-166,14	-94,30	510,30	2 359,82	64,34	-22,76	-65,41	-120,48	-449,63	628,01
Marge (%)	-63,23	-19,13	10,63	0,61	2,86	27,45	30,16	29,06	10,41	-1,93	5,14	15,04
Intérêts minoritaires	0,00	0,00	0,00	0,06	-0,02	0,12	0,14	0,58	0,52	-0,20	-0,20	-0,20
Résultat Net Part du Groupe - Publié	-2,32	-1,27	0,84	0,11	0,27	7,31	11,97	9,72	3,68	-0,85	2,06	16,28
Variation (%)	-	-	-	-87,10	152,03	2 573,51	63,71	-18,81	-62,17	-	-	688,87
Marge (%)	-63,23	-19,13	10,63	1,38	2,67	27,89	30,52	30,91	12,11	-2,52	4,68	14,86
Résultat Net Part du Groupe - Ajusté	-2,32	-1,27	0,84	0,11	0,27	7,31	11,97	9,72	3,68	-0,85	2,06	16,28
Variation (%)	-	-	-	-87,10	152,03	2 573,51	63,71	-18,81	-62,17	-	-	688,87
Marge (%)	-63,23	-19,13	10,63	1,38	2,67	27,89	30,52	30,91	12,11	-2,52	4,68	14,86
BNPA - Publié	-0,46	-0,25	0,16	0,02	0,05	1,41	2,31	1,86	0,69	-0,16	0,39	3,06
Variation (%)	-	-	-	-87,11	151,63	2 568,95	63,45	-19,54	-62,88	-	-	688,87
BNPA - Ajusté	-0,46	-0,25	0,16	0,02	0,05	1,41	2,31	1,86	0,69	-0,16	0,39	3,06
Variation (%)	-	-	-	-87,11	151,63	2 568,95	63,45	-19,54	-62,88	-	-	688,87
Fonds Propres par action	10,32	10,52	10,52	10,54	10,71	12,24	14,27	15,79	16,16	16,00	16,39	19,44
Variation (%)	-0,57	1,87	0,07	0,19	1,60	14,28	16,60	10,62	2,34	-0,98	2,42	18,64
Dividende par action	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Variation (%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Taux de distribution (%)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Nombre d'actions - Actuel	5,065	5,065	5,151	5,156	5,164	5,173	5,181	5,228	5,280	5,280	5,280	5,280
Nombre d'actions - Dilué	5,065	5,065	5,151	5,156	5,164	5,173	5,181	5,228	5,328	5,328	5,328	5,328

Sources : La Française de l'Energie, CIC Corporate & Institutional Banking.

La Française de l'Energie : Flux de trésorerie

(M€)	2017A 30/06/17	2018A 30/06/18	2019A 30/06/19	2020A 30/06/20	2021A 30/06/21	2022A 30/06/22	2023A 30/06/23	2024A 30/06/24	2025A 30/06/25	2026E 30/06/26	2027E 30/06/27	2028E 30/06/28
Excédent Brut d'Exploitation - Publié	-2,21	-1,60	2,40	0,92	3,25	15,10	26,65	19,73	17,28	11,28	20,37	45,13
Résultat Financier	-0,50	-0,43	-0,52	-0,56	-1,20	-4,57	-1,76	-2,65	-5,88	-4,90	-7,12	-11,15
Impôts et Taxes	1,06	1,94	-0,04	0,75	0,07	-2,49	-2,55	-2,80	-2,21	0,95	-1,05	-5,64
Autres	0,30	-0,58	0,85	0,20	1,04	7,77	1,69	2,24	3,43	-1,63	3,53	6,11
Capacité d'Autofinancement	-1,35	-0,67	2,69	1,31	3,16	15,81	24,04	16,51	12,62	5,69	15,73	34,46
Variation du BFR	-2,19	0,55	-0,48	-0,51	2,13	-7,90	-2,19	-2,30	-2,97	7,54	-2,86	-31,79
Cash Flow Opérationnel (A)	-3,54	-0,12	2,21	0,80	5,29	7,91	21,84	14,21	9,65	13,24	12,87	2,66
Investissements corporels nets	-10,25	-6,67	-3,96	-2,31	-9,04	-11,75	-8,00	-9,47	-18,96	-63,60	-85,75	-71,25
Investissements financiers nets	-0,12	0,00	-0,16	-0,07	-0,46	-1,89	0,05	-1,89	-4,86	0,00	0,00	0,00
Cash Flow d'Investissement (B)	-10,36	-6,66	-4,12	-2,37	-9,49	-13,64	-7,95	-11,36	-23,82	-63,60	-85,75	-71,25
Free Cash Flow	-13,90	-6,79	-1,90	-1,58	-4,20	-5,73	13,89	2,85	-14,17	-50,36	-72,88	-68,59
Dividendes	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Augmentation de capital	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,14	0,20	0,00	0,00	0,00	0,00
Rachats d'actions	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-3,15	-2,68	-1,15	-50,36	-76,88	-72,59
Remboursement du leasing opér.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,26	0,00	0,00	0,00
Autres	2,73	9,77	-0,71	4,18	7,28	22,87	8,10	4,28	30,53	0,00	0,00	0,00
Cash Flow de financement (C)	2,73	9,77	-0,71	4,18	7,28	22,87	5,09	1,80	29,13	-50,36	-76,88	-72,59
Variation de la Trésorerie (Dettes) Nette (A+B+C)	-11,17	2,99	-2,61	2,60	3,07	17,15	18,98	4,65	14,96	-100,72	-149,75	-141,17

Sources : La Française de l'Energie, CIC Corporate & Institutional Banking.

La Française de l'Energie : Bilan

(M€)	2017A 30/06/17	2018A 30/06/18	2019A 30/06/19	2020A 30/06/20	2021A 30/06/21	2022A 30/06/22	2023A 30/06/23	2024A 30/06/24	2025A 30/06/25	2026E 30/06/26	2027E 30/06/27	2028E 30/06/28
Capitaux Employés	60,45	67,87	72,39	76,05	80,29	106,13	106,05	130,16	173,23	223,59	302,92	387,09
dont Actif Immobilisé	68,61	70,62	74,71	77,53	87,44	102,11	105,35	129,90	163,66	221,56	298,04	350,42
dont besoin en Fonds de Roulement	-8,16	-2,75	-2,32	-1,48	-7,15	4,02	0,70	0,26	9,57	2,03	4,88	36,68
dont fonds propres - consolidés	52,29	53,26	54,20	54,30	55,27	63,09	73,68	90,47	100,81	100,17	102,43	118,91
dont Dette Fin. Nette (yc Leasing op.)	3,77	9,77	12,33	15,63	20,13	31,79	25,14	33,53	62,46	113,47	190,54	258,23
dont Autres Passifs	4,40	4,83	5,86	6,13	4,88	11,25	7,23	6,15	9,96	9,96	9,96	9,96
Dette Financière Nette (ex. Leasing op.)	3,77	9,77	12,33	14,96	19,21	30,96	22,45	25,40	51,16	96,49	165,37	231,36

Sources : La Française de l'Energie, CIC Corporate & Institutional Banking.

La Française de l'Energie : Ratios

	2017A 30/06/17	2018A 30/06/18	2019A 30/06/19	2020A 30/06/20	2021A 30/06/21	2022A 30/06/22	2023A 30/06/23	2024A 30/06/24	2025A 30/06/25	2026E 30/06/26	2027E 30/06/27	2028E 30/06/28
Investissements corporels / CA (%)	278,7	100,3	50,0	29,4	88,3	44,8	20,4	30,1	62,4	189,4	194,7	65,0
Invest. Corpo. / Dépréc. & Amort. (%)	1519,4	564,4	393,4	216,6	494,0	1396,3	76,1	246,6	369,8	1029,1	948,7	624,3
BFR / CA (%)	-	-41,3	-29,3	-18,8	-69,9	15,3	1,8	0,8	31,5	6,0	11,1	33,5
DFN* / Fonds Propres (%)	7,2	18,4	22,7	28,8	36,4	50,4	34,1	37,1	62,0	-	-	-
DFN* / EBE ajusté (x)	-1,7	-6,1	5,1	-	6,2	2,1	0,9	1,7	3,6	-	9,4	5,7
DFN* / (EBE - Inv. corp.) (x)	-0,3	-1,2	-7,9	-	-3,5	9,5	1,3	3,3	-	-2,2	-2,9	-9,9
EBE ajusté / Charges financières (x)	-	-	4,6	1,6	2,7	3,3	12,7	6,0	2,4	1,6	2,4	3,7
Dette fin. LT (ex- leasing) / Dette fin. totale (%)	39,6	91,5	81,6	63,7	76,3	87,5	87,4	92,1	96,9	97,7	98,4	98,5
ROE (% , RN pdg ajusté / FP pdg)**	-	-	1,6	0,2	0,5	11,5	16,2	11,8	4,3	-	2,4	15,7
ROCE (% , NOPAT / CE)**	-	-	1,7	0,0	2,3	9,7	12,4	10,2	4,8	1,8	2,9	6,7
dont EBIT / CA (%)	-78,5	-41,8	17,6	-1,8	13,9	54,4	41,1	50,5	40,0	15,2	25,7	30,8
dont CA / CE (x)	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,4	0,3	0,2	0,2	0,1	0,3
dont taux d'IS normalisé (%)	31,3	60,4	4,2	106,8	-32,0	25,7	17,7	21,2	35,2	25,0	25,0	25,0

Sources : La Française de l'Energie, CIC Corporate & Institutional Banking, * y compris lease operating, ** moyenne sur une année.

La Française de l'Energie : Multiples de valorisation

	2017A 30/06/17	2018A 30/06/18	2019A 30/06/19	2020A 30/06/20	2021A 30/06/21	2022A 30/06/22	2023A 30/06/23	2024A 30/06/24	2025A 30/06/25	2026E 30/06/26	2027E 30/06/27	2028E 30/06/28
VE / CA (x)	23,5	15,8	10,8	13,2	11,6	7,8	6,8	8,2	7,1	9,9	9,3	4,4
VE / EBITDA (x)	-	-	35,5	-	36,7	13,6	9,9	13,0	12,5	29,5	20,1	10,6
VE / EBIT (x)	-	-	61,1	-	84,1	14,4	16,4	16,1	17,8	65,2	36,1	14,2
P / E (x)	-	-	-	-	-	23,7	20,0	22,1	38,3	-	-	12,6
P / B (x)	1,6	1,8	1,3	1,6	1,8	2,7	3,2	2,6	1,6	2,4	2,4	2,0
D / P (%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Sources : La Française de l'Energie, CIC Corporate & Institutional Banking, FactSet (price data).

Éclaircissement sur les points de conflits d'intérêt possibles

Le CIC a signé un contrat de recherche sponsorisée avec La Française de l'Energie conformément à la Charte de Bonnes Pratiques relative à la Recherche Sponsorisée de mai 2022. Analyse payée partiellement par l'émetteur avec une diffusion réservée.

L'analyste ou les analystes responsables de la préparation de cette étude ont-ils été employés par l'émetteur en tant que manager ou membre du conseil d'administration ?	NON
Cette étude a-t-elle été présentée à l'entreprise avant sa parution ?	OUI
Si oui, les conclusions de l'analyste ont-elles été changées ?	NON

La liste complète des potentiels conflits d'intérêt est disponible [ici](#).

Historique des changements d'opinion

Date	Recommandation	Objectif de cours	Cours à la date de changement
15/04/2026	Achat	59,00	40,50

Sources : CIC CIB, Factset (données de marché – cours de clôture)

Ce tableau illustre l'historique des changements de recommandations et objectifs de cours de CIC CIB sur la période de 12 mois à la date de production de cette étude, l'analyste actuel peut ou ne pas couvrir cette valeur sur la période entière.

Analyste(s) actuel(s) : Arnaud Palliez Jean-Luc Romain (depuis le 22/04/2026)

Répartition des recommandations des valeurs suivies par CIC CIB

	Valeurs suivies par CIC Market Solutions		Valeurs avec relations corporate*	
Achat	64,9%	111	74,1%	60
Accumuler	0,6%	1	0,0%	0
Neutre	31,0%	53	25,9%	21
Alléger	0,0%	0	0,0%	0
Vendre	3,5%	6	0,0%	0

Source : CIC CIB

* Le tableau ci-dessus représente la répartition des recommandations à la date de production de cette étude sur l'ensemble des valeurs suivies par CIC CIB. Les chiffres des colonnes centrales « Valeurs avec relations corporate » sont établis sur les valeurs pour lesquelles CIC CIB a fourni d'autres services d'investissements au cours des 12 derniers mois au sens de l'article 6 §3 du règlement délégué (UE) RÉGLEMENT DÉLÉGUÉ (UE) 2016/958.

La valorisation et la recommandation qui en résulte sont fondées sur l'analyse de l'information publique à une date donnée, celle indiquée sur le document consulté. L'évolution de l'environnement, économique, concurrentiel, réglementaire, autres, et de l'entreprise analysée peut conduire à une modification de cette valorisation et de l'opinion.

Conformément à la réglementation, la liste de toutes les recommandations valeurs publiées dans les 12 derniers mois par la Recherche Actions de CIC CIB ainsi que des analyses indépendantes diffusées par CIC CIB [ici](#) et la liste complète des potentiels conflits d'intérêt est disponible [ici](#).

Date de production : 22/04/2026 - 09:21

Date de 1^{ère} diffusion : 22/04/2026 - 09:21

Méthode de valorisation

CIC CIB utilise un système de recommandation absolu. Ainsi, la recommandation de chaque valeur est adoptée en fonction du rendement total, c'est-à-dire du potentiel de hausse ou de baisse (distribution de dividendes et rachats d'actions compris) **à horizon 12 mois**.

La recommandation et l'objectif de cours fixés par un analyste sur une valeur sont corrélés, mais pas entièrement, l'analyste pouvant intégrer dans sa recommandation des éléments qualitatifs comme la volatilité du marché, la volatilité des bénéfices, un flux d'informations court terme particulier, des considérations liées à la croissance externe ou d'autres éléments subjectifs.

Définition des différentes recommandations :

Achat : la valeur devrait générer un **gain total de plus de 15%** à horizon 12 mois.

Accumuler : la valeur devrait générer un **gain total compris entre 5% et 15%** à horizon 12 mois.

Neutre : la valeur devrait générer un **gain total compris entre -5% et +5%** à horizon 12 mois.

Alléger : la valeur devrait accuser une **baisse totale comprise entre -5% et -15%** à horizon 12 mois.

Vente : la valeur devrait accuser une **baisse totale de plus de -15%** à horizon 12 mois.

Suspendu : la recommandation est suspendue en raison d'une opération capitalistique (OPA, OPE ou autre) ou d'un changement d'analyste.

Non suivi : cette mention est utilisée pour les sociétés au moment de leur introduction en Bourse ou avant l'initiation de couverture.

Dans le cadre fixé par ESN, CIC favorise trois recommandations Neutre, Achat et Vente.

Les méthodes de valorisation qui sont utilisées dans les analyses de CIC CIB sont de 5 types :

DCF : La méthode des cash flows actualisés consiste à déterminer la valeur actuelle des flux de trésorerie que la société dégagera à l'avenir. Cette méthode s'appuie sur des estimations établies sur la base d'un certain nombre d'hypothèses. Nous prenons comme taux d'actualisation le coût moyen pondéré du capital, qui représente le coût de la dette de la société et le coût des fonds propres estimés par l'analyste, pondérés par le poids de chacun dans le financement de la société.

Comparaisons boursières : Cette méthode consiste à comparer les ratios de la société à ceux d'un échantillon de sociétés présentes dans la même activité ou présentant un profil similaire (les « comparables »). La moyenne de l'échantillon permet de fixer une référence de valorisation. L'analyste applique par la suite une prime ou une décote en fonction de sa vision de la société (perspectives de croissance, niveau de rentabilité, etc.).

Somme des parties : Cette méthode consiste à valoriser séparément les différentes activités de la société, sur la base de méthodes appropriées à chacune d'entre elles, et puis à les additionner.

ANR : L'actif net réévalué permet d'estimer la valeur de marché des actifs au bilan d'une société, sur la base de méthodes appropriées à chacun d'entre eux.

Retour à la moyenne : Pour les sociétés que nous considérons présenter une forte visibilité sur leur l'activité et évoluant temporairement sous leur capacité bénéficiaire normative nous pouvons appliquer la méthodologie de retour à la moyenne des multiples normatif x résultat normatif (retour à la normale, milieu de cycle).

NB : Pour l'ensemble des méthodologies la valorisation des actions se fait après avoir procédé à un nettoyage du passif (titres hybrides, provisions, engagements hors bilan, saisonnalité de l'activité...).

CIC CIB intègre l'analyse extra financière (ESG) dans ses valorisations soit au travers de ses prévisions, soit au travers de la prime de risque dans le cas de valorisations DCF, ou au travers d'une prime ou décote absolue ou en fonction de sa qualité relative à ses concurrents lorsque nous appliquons des méthodes impliquant des multiples.

Recherche Globale

François Duhen	Responsable de la Recherche Globale	+33 1 5348 8102	francois.duhen@cic.fr
----------------	-------------------------------------	-----------------	-----------------------

Economie & Recherche Marchés Financiers

François Duhen	Responsable de la Recherche Economique et Marchés Financiers	+33 1 5348 8102	francois.duhen@cic.fr
Benoît Rodriguez	Responsable de la Recherche Economique	+33 1 5348 8099	benoit.rodriguez@cic.fr
Marie Birg	Economiste	+33 1 5348 7679	marie.birg@cic.fr
Gabriel Corbassière	Economiste	+33 1 5348 2559	gabriel.corbassiere@cic.fr
Anne-Lise Cornen	Economiste	+33 1 5348 8184	annelise.cornen@cic.fr
William Honvo	Economiste	+33 1 5348 7678	william.honvo@cic.fr
Adrien Régnier-Laurent	Economiste	+33 1 5348 8042	adrien.regnierlaurent@cic.fr
Eric Baron	Responsable Stratégie Actions & Matières Premières	+33 1 5348 8096	eric.baron@cic.fr
Nicolas Bouthors, CFA	Stratégiste Actions & Matières Premières	+33 1 5348 6042	nicolas.bouthors@cic.fr
Maxime Garcia	Stratégiste Actions & Matières Premières	+33 1 5348 8101	maxime.garcia@cic.fr
Emmanuelle Thollon-Pommerol	Responsable Stratégie Crédit	+33 1 5348 8043	emmanuelle.thollonpommerol@cic.fr
Yassine Naitssi	Stratégiste Crédit	+33 1 5348 7565	yassine.naitssi@cic.fr

Analyse Technique

Eva Bellin	Responsable Analyse Technique	+33 1 5348 8100	eva.bellin@cic.fr
Fabrisa Tassin	Analyse Technique	+33 1 5348 6071	fabrisa.tassin@cic.fr

Recherche Développement Durable

Françoise Etienne	Responsable Recherche Développement Durable	+33 1 5348 8113	francoise.etienne@cic.fr
Nicolas Haese	Responsable Recherche Développement Durable	+33 1 5348 2286	nicolas.haese@cic.fr
Eva Zarbo	Analyste Développement Durable	+33 1 5348 8302	eva.zarbo@cic.fr

Marché Secondaire & Recherche

Renaud Berenguer	Responsable du Marché Secondaire & Recherche	+33 1 4016 2687	renaud.berenguer@cic.fr
Nicolas Mercier	Responsable adjoint du Marché Secondaire & Recherche	+33 1 4596 5273	nicolas.mercier@cic.fr

Vente Actions

Yves Monrique	Responsable de la Vente Actions	+33 1 4016 2669	yves.monrique@cic.fr
Franck Binazet	Responsable-adjoint de la Vente Actions	+33 4 7865 2444	frank.binazet@cic.fr
Frédéric Ballasse	France	+33 1 4016 2617	frederic.ballasse@cic.fr
Frédéric Benizri	Royaume-Uni, Suisse, France	+33 1 4596 5352	frederic.benizri@cic.fr
Ségolène Bergeron	France, Belgique	+33 1 4016 2621	segolene.bergeron@cic.fr
François Lannes	France, Luxembourg	+33 1 4016 2625	francois.lannes@cic.fr
Jean-Yves Niel	France	+33 4 7865 2445	jeanyves.niel@cic.fr
Simon Pin	France	+33 1 4016 2705	simon.pin@cic.fr
Benoît Rabant	France	+33 1 4016 2635	benoit.rabant@cic.fr
Alain Ridon	France	+33 1 4016 2697	alain.ridon@cic.fr
Fabien Ségal	France	+33 1 4016 2657	fabien.segal@cic.fr
Mikael Vasmant	Royaume-Uni, Italie	+33 1 4016 2700	mikael.vasmant@cic.fr
Carole Wallenborn	France, Allemagne	+33 1 4016 2691	carole.wallenborn@cic.fr
Sophie Zussy	France	+33 1 4016 2642	sophie.zussy@cic.fr
David Benichou	Etats-Unis	+1 212 659 6250	david.benichou@cic.eu
Alex Englese	Etats-Unis	+1 212 659 6250	alex.englese@cic.eu
Victor Gubian	Etats-Unis	+1 212 659 6250	victor.gubian@cic.eu

Recherche Actions

Alexandre Gérard, CFA	Responsable de la Recherche Actions	+33 1 5348 8093	alexandre.gerard@cic.fr
Arnaud Cadart	Santé	+33 1 5348 8084	arnaud.cadart@cic.fr
Pierre Chédeville	Banque & Assurance	+33 1 5348 8097	pierre.chedeville@cic.fr
Emmanuel Chevalier	Médias / Energies renouvelables / Small & Mid Caps	+33 1 5348 8072	emmanuel.chevalier@cic.fr
David Da Maia	Luxe / Biens de Consommation	+33 1 5348 8936	david.damaia@cic.fr
Dominique Descours	Automobile	+33 1 5348 8112	dominique.descours@cic.fr
Christian Devismes	Biens de conso. / Distrib. / Hôtellerie & Loisirs / Services	+33 1 5348 8085	christian.devismes@cic.fr
Hervé Drouet	Aéronautique & Défense	+33 1 5348 2345	herve.drouet@cic.fr
Ebrahim Homani	Construction & Matériaux	+33 1 5348 8094	ebrahim.homani@cic.fr
Eric Lemarié	Equipements électriques / Construction / Infrastructure	+33 1 5348 6425	eric.lemarie@cic.fr
Arnaud Palliez	Energie / Services aux collectivités / Holdings	+33 1 4181 7424	arnaud.palliez@cic.fr
Alexandre Plaud	Technologie	+33 1 5348 8090	alexandre.plaud@cic.fr
Eric Ravary	Médias / Télécommunication	+33 1 5348 8071	eric.ravary@cic.fr
Jean-Luc Romain	Energie / Services Parapétroliers / Chimie	+33 1 5348 8066	jeanluc.romain@cic.fr
Virginie Royère, CFA	Agroalimentaire & Boisson	+33 1 5348 7652	virginie.royere@cic.fr

Vente Obligataire

Sonja Prieur	Responsable de la Vente obligataire	+33 1 4016 2611	sonja.prieur@cic.fr
Jean-Christophe Verlodt	Responsable-adjoint de la Vente obligataire	+33 1 4016 2624	jeanchristophe.verlodt@cic.fr
Christophe Berger	France	+33 1 4016 2662	christophe.berger2@cic.fr
Louise Bonnet	France	+33 1 4016 2626	louise.bonnet@cic.fr
Olivier Battiston	Europe	+33 1 4016 2647	olivier.battiston@cic.fr
Philippe Belan	Europe	+33 1 4016 2602	philippe.belan@cic.fr
Samuel Holderness	Europe	+33 1 4016 2693	samuel.holderness@cic.fr
Joelle Mamola	Europe	+33 1 4016 2605	joelle.mamola@cic.fr
Emil Ohlsson	Europe	+33 1 4016 2616	emil.ohlsson@cic.fr

Analystes Desk Crédit

Martin Gicquiau, CFA	Analyste Desk Crédit	+33 1 4181 7349	martin.gicquiau@cic.fr
Marc Gontran	Analyste Desk Crédit	+33 1 5348 3786	marc.gontran@cic.fr
Stéphane Leandri, CFA	Analyste Desk Crédit	+33 1 5348 8041	stephane.leandri@cic.fr

Page blanche



European Securities Network LLP
Registered office c/o Withers LLP
16 Old Bailey - London EC4M 7EG



CIC (Crédit Industriel et Commercial)
6, avenue de Provence
75009 Paris
France
Phone: +33 1 53 48 81 93



Caixa-Banco de Investimento
Avenida João XXI, 63
1000-300 Lisboa
Portugal
Phone: +351 21 389 68 00



Banca Akros S.p.A.
Viale Eginardo, 29
20149 Milano
Italy
Phone: +39 02 43 444 389



GVC Gaesco Valores, SV, SA
C/- Fortuny 17
28010 Madrid
Spain
Phone: +34 91 436 7813



Disclaimer

CIC Corporate & Institutional Banking « CIC CIB » est une marque de Crédit Industriel et Commercial, établissement de crédit agréé en France par l'ACPR et entité de Crédit Mutuel Alliance Fédérale. Le CIC est membre du réseau ESN (European Securities Network) et sous la surveillance de l'ACPR (Autorité de Contrôle Prudentiel et de Résolution) et de l'AMF (Autorité des marchés financiers).

Le CIC a mis en place une organisation et des procédures (ou Muraille de Chine) destinées à garantir l'indépendance des analystes financiers et la primauté des intérêts des clients. Il est notamment interdit aux analystes financiers de négocier des instruments financiers pour leur propre compte en relation avec les émetteurs et les secteurs qu'ils suivent.

Ni le CIC, ni ses filiales (ainsi que les directeurs et employés de celles-ci) ne sauraient être tenus pour responsables de la transmission correcte et intégrale de ce document, ni de tout retard dans sa distribution. Toute utilisation, communication, reproduction ou distribution non autorisée du présent document est interdite.

Les informations et explications reproduites dans cette étude sont l'expression d'une opinion ; elles sont données de bonne foi et sont susceptibles d'être changées sans préavis.

Les opinions exprimées dans ce rapport de recherche reflètent fidèlement les opinions personnelles de l'analyste financier sur les titres et les émetteurs concernés. La valorisation et la recommandation qui en résulte sont fondées sur l'analyse de l'information publique à une date donnée, celle indiquée sur le document consulté. L'évolution notamment de l'environnement politique, économique, concurrentiel, réglementaire et de l'entreprise analysée peut conduire à une modification de cette valorisation et de l'opinion sans aucune obligation pour le CIC de mettre à jour le présent document ni d'informer les destinataires à cet effet.

Sauf indication contraire dans le rapport de recherche, aucune partie de la rémunération de l'analyste financier n'a été, n'est ou ne sera directement ou indirectement liée aux recommandations ou opinions spécifiques contenues dans le rapport de recherche.

Il est strictement interdit de reproduire le présent document intégralement ou en partie ou de le transmettre à des tiers sans autorisation. Le présent document a été préparé et publié par le CIC. Les informations contenues dans le présent document proviennent de différentes sources.

Ni le CIC, ni ses filiales (ainsi que les directeurs et employés de celles-ci) ne garantissent leur exactitude ni leur intégralité, et ni le CIC, ni ses filiales (ainsi que les directeurs et employés de celles-ci) ne sauraient être tenus pour responsables d'éventuelles erreurs ou omissions, ni de toute perte ou perte indirecte liée à de telles erreurs ou omissions.

Les informations contenues dans le présent document, et toute opinion exprimée dans celui-ci ne constituent en aucun cas une offre, une invitation à faire une offre d'achat, de vente ou de souscription d'instruments financiers de quelque genre que ce soit. Le CIC, ses filiales (ainsi que les directeurs et employés de celles-ci) peuvent rendre des services d'investissement ou des services connexes, ou solliciter des mandats pour des services d'investissement ou des services connexes aux sociétés ou personnes ou autres entités mentionnées dans le présent document.

Le présent document a été préparé à l'intention des seuls clients du CIC et ses filiales. Il ne répond pas aux objectifs d'investissement, à la situation financière ou aux besoins particuliers de tout individu susceptible de le recevoir. Il est déconseillé de prendre une décision sur la seule foi de ce document. Les investisseurs devraient solliciter l'avis d'experts externes, notamment de conseillers financiers, de juristes, de fiscalistes, comptables ou autres spécialistes afin de s'assurer de l'adéquation des investissements avec leurs objectifs et leurs contraintes de gestion et devraient comprendre que des opinions relatives aux perspectives futures peuvent ne pas se réaliser. Les investisseurs devraient noter que tout revenu provenant de ces titres peut fluctuer et que le cours des titres peut augmenter ou baisser. Ainsi, les investisseurs peuvent récupérer moins que leur investissement initial. Les performances passées ne présument en rien des performances futures. Les taux de change des devises peuvent avoir une incidence négative sur la valeur, le prix ou les revenus des titres ou instruments financiers mentionnés dans le présent document. En outre, les investisseurs qui détiennent des titres comme les American Depositary Receipts (ADR), dont la valeur varie en fonction de la devise du titre sous-jacent, assument effectivement un risque de change.

Dans le cas où le présent document a été commandé par l'émetteur, cette information est mentionnée dans les potentiels conflits d'intérêts.

Cette recherche est destinée au seul usage interne du destinataire, sauf accord préalable du CIC.

Ce document est destiné aux clients classés « professionnels » ou « contrepartie éligible » au sens de la Directive 2014/65/UE (« MIF2 »). Si un particulier « non professionnel » au sens de la Directive susvisée venait à être en possession d'une analyse contenant une recommandation ou une valorisation d'un titre, il ne devra pas fonder son éventuelle décision d'investissement uniquement sur la base dudit document, mais devra consulter ses propres conseils.

Le CIC et Münchmeyer Petersen Capital Markets sont liées par un accord de coopération dans le domaine de la banque d'investissement, afin d'étendre la gamme de services offerts aux entreprises en Allemagne, en France et en Amérique du Nord. Cette coopération a débuté avec les services d'aide à la décision d'investissement et les activités d'intermédiation et de primaire actions.

Si vous avez reçu ce document par erreur, merci de le détruire ou de le signaler immédiatement à ciccib-research@cic.fr

Pour toutes informations supplémentaires ou disclaimer spécifique, connectez-vous au site Internet : www.cic-marketsolutions.eu

