

EQUITY RESEARCH

FRANÇAISE DE L'ENERGIE

FOCUS DE L'ANALYSE

ACHAT

OC 70.0€ (vs 78.2€)
Potentiel: 131%

Stratégie débordant d'énergies

La transformation du groupe vers une plateforme multi-énergies bas carbone et multi-pays n'est pas reconnue à sa juste valeur, tandis que ses perspectives de croissance s'améliorent, favorisées par une bonne agilité opérationnelle et une robuste situation financière. La structuration du modèle de développement autour de multiples relais de croissance et de puissants leviers opérationnels constitue la clé pour atteindre les objectifs 2030.

Feuille de route 2030 claire : objectifs à portée de main, financements sécurisés

La croissance du groupe devrait se réamorcer en FY2025-2026, avant de s'accélérer à partir de FY2026-2027 sous l'effet de la montée en puissance et diversification des sources d'énergie (bio-GNL, bio-CO2, solaire PV et hydrogène décarboné), et des marges élevées devant être soutenues par le maintien d'une grande efficacité opérationnelle.

En conséquence, les objectifs 2030 annoncés le 30 mai dernier à l'occasion du Capital Markets Day (CA 175 M€, EBITDA 85 M€) nous semblent réalistes, d'autant plus que le groupe s'appuie sur un portefeuille d'actifs de qualité, un pipeline étoffé et diversifié par métiers et pays, de solides références clients et des financements sécurisés.

La création de valeur devrait s'amplifier avec le temps

Le même modèle de développement qui a fait ses preuves dans le gaz de mine - permettant une génération récurrente de cash et une montée à grande échelle par paliers - sera répliqué aux multiples diversifications du groupe. Notre modélisation de chaque relais de croissance chez FDE fait ressortir globalement un ROCE supérieur à 20%, ce qui met en évidence une forte création de valeur dans la durée.

Valorisation particulièrement attrayante - Titre dans notre « Top Pick list » 2024

Bien que notre raisonnement soit empreint de prudence, nos anticipations sont globalement en ligne avec la guidance 2030 du groupe. Nous valorisons désormais le groupe par DCF à 70 €/action (vs. 78.2 € précédemment). Ce nouvel OC prend en compte des impacts positifs (+18.3 € dus au rehaussement de nos prévisions et +3 € liés à une révision à la hausse de notre hypothèse de taux de croissance à l'infini) et des impacts négatifs (-21.9 € dus à l'augmentation du WACC à 10.9% vs. 9.5% avec les risques d'exécution liés au lancement simultané de plusieurs activités, et -7.1 € par la prise en compte des minoritaires).

L'action, qui offre un potentiel boursier de plus de 100%, se paye sur des multiples EV/EBITDA de 4.8x pour 2026. Nous confirmons notre recommandation ACHAT.

TP ICAP Midcap Estimates	06/23	06/24e	06/25e	06/26e	Valuation Ratio	06/24e	06/25e	06/26e
Chiffre d'affaires (m €)	39,2	32,2	34,5	79,4	VE/Sales	6,1	6,1	3,7
ROC (m €)	24,8	15,9	15,6	33,1	VE/EBITDA	10,3	10,4	6,8
MOC (%)	63,3	49,3	45,2	41,6	VE/EBIT	12,3	13,6	9,0
BPA (publié) (€)	2,45	2,14	2,04	4,45	PER	14,2	14,8	6,8
Dividende (€)	0,00	0,00	0,00	0,00	Source: TPICAP Midcap			
Dividend Yield (%)	0,0	0,0	0,0	0,0				
FCF (m €)	5,1	2,6	-7,9	-83,4				

Recherche partiellement payée par l'Emetteur

Key data	
Prix actuel (€)	30,3
Secteur	Utilities
Ticker	FDE-FR
Nb d'actions (M)	5,183
Capitalisation boursière	157,0
Prochain événement	CA FY 2023-24 : 23 07 24

Source: FactSet

Actionnaires (%)

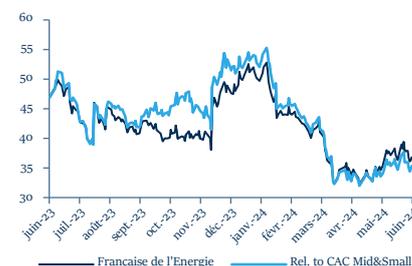
Julien Moulin	15,3
Autres (>3% du capital)	25,0
Auto-contrôle	2,7
Free float	57,0

Source: TPICAP Midcap estimations

BPA (€)	06/24e	06/25e	06/26e
Estimation	2,14	2,04	4,45
Changement de nos estimations (%)	0,7	-38,5	-21,1

Source: TPICAP Midcap estimations

Performance (%)	1D	1M	YTD
Evolution du cours	-3,8	-19,1	-40,8
Rel CAC Mid&Small	0,2	-10,1	-39,8



Source: FactSet

Consensus FactSet - Analystes: 4	06/24e	06/25e	06/26e
CA	35,7	45,7	69,6
ROC	16,5	20,2	34,8
RNpg	10,0	13,5	24,1

Analyst

Veneta Nikolova
veneta.nikolova@tpicap.com
+33173030972



STRATÉGIE DÉBORDANT D'ÉNERGIES	1
DESCRIPTION	3
SWOT ANALYSIS	3
THE COMPANY IN 3 PICTURES	4
DE BONNES BASES POUR ALIMENTER UNE SOLIDE CROISSANCE	5
PERSPECTIVES DE CROISSANCE RENOUVELÉES ET SOUTENUES PAR DES MARGES ROBUSTES	7
VALORISATION DU GROUPE : 70 €/ACTION	14
BIO-GNL + BIO-CO₂ = UN MODÈLE DE RÉUSSITE	18
PLUSIEURS OPTIONS POUR VALORISER LES RÉSERVES LORRAINES	20
FINANCIAL DATA	22

Description

Principal producteur de gaz et d'électricité verte issus du captage du gaz de mines en Europe, FDE concilie une empreinte carbone négative (3,5 M Téqu CO₂ évités par an) avec une croissance profitable de l'ensemble de ses activités en : 1) mettant en place des circuits courts de valorisation du gaz issu des anciens bassins miniers en Hauts-de-France et Wallonie ; 2) développant d'autres projets de production d'énergies bas carbone comme le solaire, le solaire thermique, le bio-gaz liquéfié, le Bio-CO₂ ou l'hydrogène à terme. Avec un tel mix d'activités, FDE se place au cœur de la transition écologique. FDE opère actuellement en France et en Belgique 15 cogénérations pour une capacité installée de 22,5 MW; 2 sites de production de chaleur, 2 sites d'injection de gaz et 2 sites de production électriques solaires.

SWOT Analysis

Strengths

- Seul producteur d'énergie français à empreinte carbone négative avec un portefeuille diversifié de solutions énergétiques à partir d'énergies de récupération (gaz de mine, biogaz) et d'énergies renouvelables (solaire)
- Monopole d'exploitation des réserves de gaz sur 3 zones d'activité : Hauts-de-France, Grand Est (France), Anderlues (Belgique)
- Visibilité et récurrence des activités offrant une grande résilience du CA. Faculté de produire différents types d'énergie de façon profitable grâce à une structure de coûts parfaitement maîtrisée
- Pas de risque de contrepartie: partenaires et clients de premier plan (EDF Luminus, Dalkia, Etat français...)

Opportunities

- M&A / Duplication du modèle à l'international
- Production de l'hydrogène bas carbone en Lorraine et en Norvège.
- Entrée sur le marché de bio-gaz et bio-CO₂ grâce aux synergies industrielles avec Cryo Pur, confortées par un pipeline étoffé
- Potentiel significatif de monétisation du CO₂ : substitution du CO₂ d'origine fossile par du CO₂ renouvelable pour les usages industriels et agricoles.

Weaknesses

- Délais administratifs pour l'obtention de la concession en Lorraine retardant la mise en place de cette activité
- Absence de comparable
- Volatilité des prix de l'électricité et du gaz
- Risque d'allongement des délais de délivrance des autorisations nécessaires à l'installation des unités de cogénération en projet.

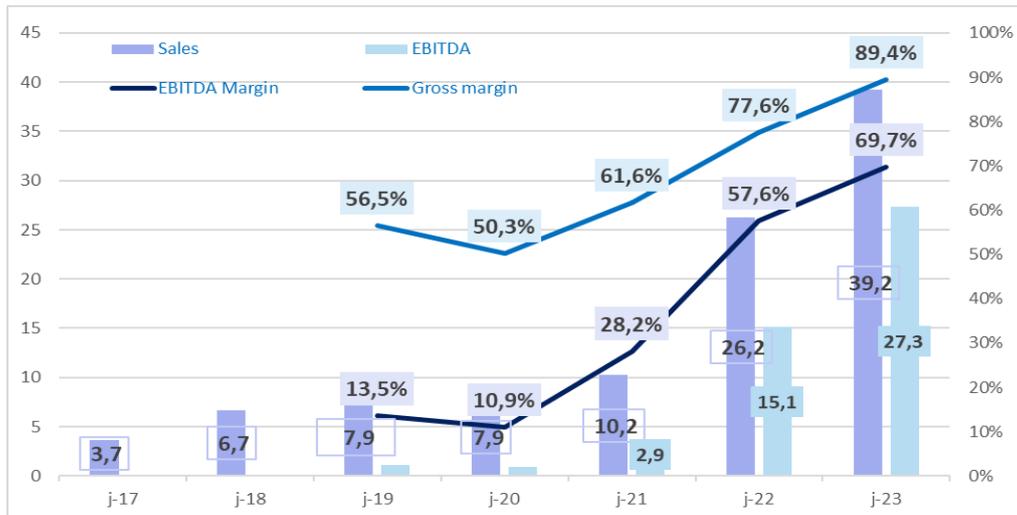
Threats

- Délais de traitement des demandes de concession non maîtrisés
- Arrivée de la compétition sur les autres marchés européens
- Capacité de concrétisation du pipeline étoffé de Cryo Pur

The company in 3 pictures

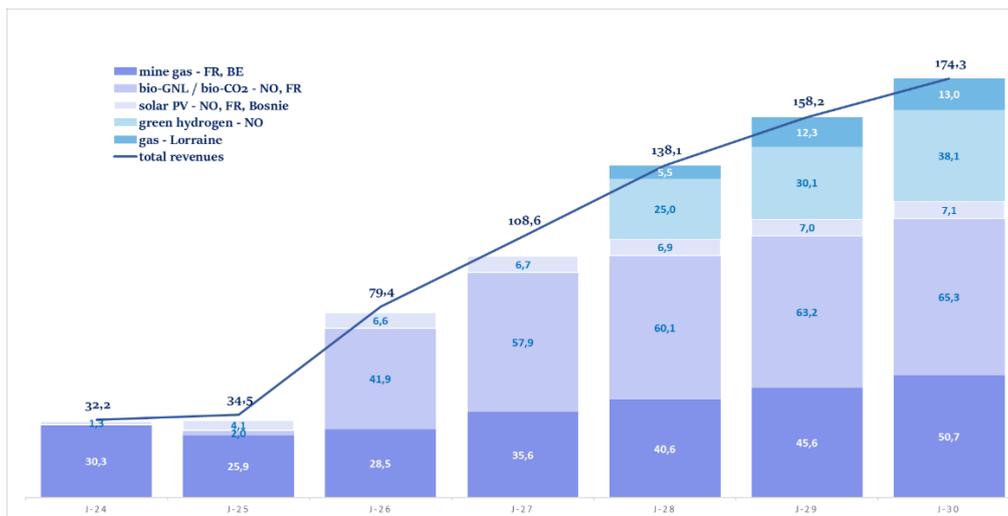
CAGR (revenues) 2019-2023 : +49%

CAGR (EBITDA) 2019-2023 : +125%



Revenue split by energy sources

CAGR 2024e-2030e = 32.5%



Revenues & EBITDA 2024e-2030e



Source : Company data, TP ICAP estimates

De bonnes bases pour alimenter une solide croissance

1. Émergence d'un leader des multi-énergies bas carbone

- Depuis son IPO (2016), le groupe a évolué d'un acteur spécialisé dans une seule source d'énergie (la production de gaz) vers une véritable plateforme multi-énergies bas carbone.
- Son éventail de solutions comprend désormais le gaz de mine, le bio-GNL, le bio-CO₂, l'électricité, la chaleur et l'hydrogène bas carbone, tout en s'étendant à plusieurs pays, dont la France, la Belgique, la Norvège et la Bosnie.
- Et chacune de ces activités est censée constituer un puissant moteur de croissance aux marges élevées.

2. La force du modèle

- FDE a consolidé ses compétences managériales et techniques ainsi que son agilité opérationnelle et sa solidité financière pour se doter d'un potentiel de croissance dans les énergies décarbonées.
- Création de valeur s'amplifiant avec le temps : le même modèle de développement qui a fait ses preuves – caractérisé par un ROCE de haut niveau (>20%), une génération récurrente de FCF élevés et un Pay-Back rapide (2 à 5 ans) - sera répliqué à l'ensemble de ses relais de croissance. Les ROCE et TRI surpassent le CMPC, mettant en avant une forte création de valeur.
- Ces choix de technologie se caractérisent par des cycles relativement courts de time-to-market, qui vont de 1-2 ans (gaz de mine) et 3-5 ans (solaire, bio-Gaz) à 3-6 ans (hydrogène).
- Le track record impeccable du management de FDE dans la gestion des SPV projets et sa connaissance intime du marché et des mécanismes de financement sont d'appréciables atouts.
- De plus, toutes ses activités, dont certaines ayant des émissions de CO₂ négatives, sont bien alignées avec toute considération ESG. Aussi, la valorisation des ressources locales en circuits courts apporte une réponse à la problématique d'indépendance énergétique.

3. Capacité de réadapter le modèle économique aux moteurs de croissance future

- Le modèle vertueux est ajustable à la fois sur le rythme de croissance et sur le financement.
- Cette capacité à répliquer son modèle dans différentes régions avec des coûts opérationnels maîtrisés et une efficacité accrue pourrait se traduire par une croissance soutenue des revenus et une amélioration des marges.
- En créant et en pénétrant de nouveaux marchés, notamment dans la production de Bio-GNL et de Bio-CO₂, et dans l'hydrogène bas carbone, ainsi que de nouveaux pays (Norvège, Bosnie), FDE diversifie ses sources de revenus et réduit son risque global.
- Cette stratégie de diversification géographique et sectorielle devrait permettre de stabiliser les flux de trésorerie et renforcer la résilience financière du groupe à long terme.
- Aussi, le point commun de tous les relais de croissance est que la standardisation et l'industrialisation des process sont de mise.

4. Comment FDE gère ses projets lancés en parallèle, avec des capex initiaux bien plus élevés que pour la cogénération ?

Ce n'est pas du tout la même échelle.

Pour la cogénération, les coûts étaient entre 1,5 et 2 M€, alors que les futurs projets ont des capex par site allant de 17 M€ (gaz décarboné en Lorraine ; un doublet) à 35 M€ (pour les sites moyens de production de Bio-GNL et Bio-CO2 en Norvège) et 37 M€ (pour la production d'hydrogène vert via électrolyse).

Tous les relais de croissance sont par ailleurs sécurisés par des clients et prospects de 1^{er} plan sur le long terme

- Le groupe applique le même mécanisme de financement pour tous ces projets, seulement les proportions varient entre dette, equity et subventions en fonction du pays et du projet.
- Le groupe a récemment émis une troisième tranche de Green Bonds avec Rothschild pour 60 M€ (taux entre 5,5% et 6%, mais passerait à 5,5% une fois le seuil de 35 M€ d'EBITDA atteint), ce qui lui permet d'avancer les coûts associés aux projets, notamment ceux de Bio-GNL/Bio-CO2 en Norvège, en attendant l'arrivée des subventions et de la dette sénior.
- Pour rappel, chaque site sera géré par une SPV.
- Le projet de Stavanger est lancé et FDE discute avec les banques internationales et locales en Norvège, qui ont un fort appétit pour financer ce type de projet.

5. Un flux d'actualités augurant de bonnes perspectives

- **Projets de bio-GNL et bio-CO2 en Norvège** : Le groupe a déposé les demandes de subvention le 11 avril. Nous comprenons qu'une réponse concernant le montant des subventions pourrait intervenir sous peu.
 - **Plusieurs annonces en lien avec l'hydrogène naturel en Lorraine** :
 - Conclusions de Regalor sur les programmes de recherche
 - Obtention du permis de recherche sur l'hydrogène naturel : FDE a déposé son dossier en mars 2023 ; le groupe a gagné la mise en concurrence, et donc la prochaine étape serait la publication au journal officiel
 - Dépôt d'un dossier de demandes de subventions auprès de l'État pour un montant de 8 M€ (sur 12 M€)
 - Nous estimons que parmi les scénarios possibles, la création d'un consortium industriel sur le permis pourrait être l'un d'entre-eux, FDE gardant 100% des droits, afin d'accélérer les développements
 - les démarches entreprises pour obtenir des **indemnités pour le préjudice subi auprès de GRT Gaz** : CA perdu à la suite des contraintes d'injection dans le réseau. Nous l'estimons à 5-10 M€
 - **Indemnités** de la part de l'Etat en lien avec le retard d'obtention de la **concession Bleu Lorraine**
 - A très court terme, nous attendons un **CA 2023-24 en fort repli**, pénalisé par l'incapacité d'injecter du gaz dans le réseau de GRT Gaz, l'évolution défavorable des prix des énergies et les retards administratifs (impact sur l'installation de nouvelles cogénération).
 - Nous estimons aussi que parmi les scénarios possibles, un **spin-off, accompagné de levée de capitaux ou entrée dans le capital des partenaires stratégiques pourrait en être un autre**, permettant ainsi de fournir une valorisation. Notons que toutes les activités du groupe se prêtent parfaitement à un essaimage.
- Par ailleurs, nous n'écarterons pas la possibilité de **distribution de dividendes sur l'activité gaz de mine**, si nous nous projetons notamment sur son spin-off.

Perspectives de croissance renouvelées et soutenues par des marges robustes

1. Les objectifs en un coup d'œil

Lors de son CDM organisé à Paris (fin mai), le management a dévoilé une feuille de route 2030 :

- CA > 175 M€,
- EBITDA > 85 M€,
- 20 Mt/an d'émissions de CO2 évitées.

Pour rappel, l'étape intermédiaire repose sur un plan de marche 2026 : CA >100 M€, EBITDA > 50 M€, >10 Mt/an d'émissions de CO2 évitées.

2. Quelques détails sur les relais de croissance

La direction s'est clairement montrée très confiante quant à sa capacité à atteindre ses objectifs 2030. Dans le détail, ceux-ci se déclinent par type d'énergie de la manière suivante :

- **Electricité** : multiplication par 3.6x des capacités en exploitation à 300 MW dans 5 pays.

Cet objectif est sécurisé à 84% par un solide pipeline de projets de cogénérations (21, soit 31,5 MW, valorisées en OA conduisant à un CA estimé à 18,9 M€) et en centrales PV (123 MWc ; ~12 M€ de CA) répartis entre France (48 MWc), Belgique (17 MWc), Norvège (36 MWc), Bosnie (22 MWc).

Nous comprenons que la diversification internationale pourrait s'éteindre à la Pologne dès que le contexte réglementaire sera clair.

- **Gaz** : multiplication par 4.3x des capacités installées à 950 GWh dans 3 pays.

Pour y parvenir FDE a un pipeline de 9 projets (bio-GNL et bio-CO2), dont la capacité cumulée permet de sécuriser 74% de l'objectif. Nous y associons un CA cumulé de ~100 M€.

- **Hydrogène bas carbone** : le groupe vise une production de 825 GWh dans 3 pays, sécurisée notamment par le pipeline de projets (570 GWh/a en Lorraine sur 3 sites avec injection de CO2 et 255 GWh en Norvège).

3. Quels sont les hypothèses prises en compte dans notre scénario ?

Nous avons pris en compte seulement les projets en stade avancé, à savoir ceux pour lesquels soit les terrains soit les subventions ont déjà communiqués par la société. De ce fait, les éléments pris en compte dans notre modélisation sont les suivants :

- a) **Cogénérations** (gaz de mine : France et Belgique) : nous comprenons que les nouvelles machines seront valorisées en mode obligation d'achat au prix 80-85 €/MWh en floor, ce qui permettrait au groupe de continuer d'extérioriser des marges élevées (son point mort se situant autour de 20 €/MWh).

Nous avons conservé notre modélisation sur cette activité, qui implique 26 cogénérations en exploitation en fin d'exercice 2025-26 et 46 cogénérations en fin d'exercice 2029-2030.

La société dispose d'un pipeline de 48 cogénération à déployer d'ici fin 2027 dont 2 en Belgique. Cela représente une capacité installée cumulée supplémentaire de 72 MW (se référer au tableau).

L'AREHN étant désormais à 70€/MWh, il nous semble prudent de prendre un prix de vente de l'électricité d'environ 80€/MWh sur la période prévisionnelle.

installed capacity, MW (nbr CHPs)						
site	2024	2025	2026	2027	2028	2029
France ROUVIGNIES		4,5MW (3CHPs)				
France ANGRES	3MW (2CHPs)					
France ESTEVELLES			4,5MW (3CHPs)			
France NOE-1			1,5MW (1CHPs)			
France WAZIERS				3MW (2CHPs)		
France ESCAUDAIN				4,5MW (3CHPs)		
France HULLUCH				3MW (2CHPs)		
France ANZIN				3MW (2CHPs)		
France undisclosed sites			6MW (4CHPs)	13,5MW (9CHPs)	13,5MW (9CHPs)	15MW (10CHPs)
Belgium PETRIA			3MW (2CHPs)			
total installed capacity, MW	3	4,5	15	27	13,5	15
nbr CHPs	2	3	10	18	9	10
nbr CHPs end of FY	17	20	30	48	57	67
cumulated installed capacity, MW	25,5	30	45	72	85,5	100,5

Source: Company, TPICAP

Nos prévisions de CA et de nombre de cogénérations installées (plus prudentes que celles de la société) sont résumées dans le tableau qui suit :

	06/21	06/22	06/23	06/24	06/25	06/26	06/27	06/28	06/29	06/30	06/31	06/32
Nombre de jours	365	365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366
installed capacity	15,0	19,5	22,5	22,5	25,5	36,0	54,0	61,5	69,0	76,5	84,0	91,5
nbr cogenerations	10	13	15	15	17	24	31	36	41	46	51	56
o/w France	8	8	10	10	12	18	24	28	32	36	40	44
feed in tarif	8	8	4	4	6	12	18	22	26	30	34	38
PPA	-	-	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
o/w Belgium	2	5	5	5	5	6	7	8	9	10	11	12
revenues France	5,6	6,0	13,9	12,7	11,3	14,8	21,0	25,5	29,3	33,1	37,0	40,9
revenues Belgium	1,0	6,9	11,0	8,3	6,0	5,4	6,5	7,0	8,1	9,3	10,3	11,3
total revenues	6,5	12,9	24,9	21,0	17,3	20,2	27,5	32,5	37,4	42,5	47,3	52,2

- b) **Gaz sur le site d'Avion** : compte tenu des déconvenues avec GRT Gaz ayant pénalisé les exercices 2023 et 2024 se clôturant au 30 juin, nous projetons des capacités de production de 220 GWh par an, alors que le site pourrait monter au-delà de 250 GWh par an, tel était par exemple le cas en 2022.

	FY21	FY22	FY23	FY24	FY25	FY26	FY27	FY28	FY29	FY30	FY31	FY32
Revenues, mEUR	3.5	11.8	12.3	8.9	8.1	7.7	7.6	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5
average price EUR/MWh	14.7	46.7	56.2	40.5	37.0	35.0	34.5	34.2	34.2	34.2	34.2	34.2
gas production, GWh	240.3	252.7	219.7	220	220	220	220	220	220	220	220	220

- c) **Solaire** : nos prévisions incluent la contribution de la centrale PV en France (1.6 M€/an de CA), d'une centrale au Norvège (0.6 M€/an) et d'une centrale en Bosnie (45 MW ; 4.5 M€/an de CA ; PPA ; prix 105€/Mwh). Notons que le groupe dispose d'un pipeline géographiquement diversifié : 48 MWh en France (COD 2026-2027), 17 MWh en Belgique (COD 2027), 36 MWh en Norvège (COD 2025-2027), 22 MWh en Bosnie (COD 2025).

Pour une centrale solaire d'une capacité installée de 17 MW, le management estime environ 10 M€ de Capex (financé à 85% par la dette), avec des revenus de vente d'électricité de minimum 1.6 M€ par an. Les opex, incluant la maintenance s'élèvent à environ 0.17 M€. Le time to market serait de 36 mois, le TRI du projet à 8% et le NPV > 2 M€ (WACC 8%).

d) **Bio-GNL et bio-CO2 (Norvège, France)**

Sur les 9 projets dans le pipeline, nous avons pris en compte seulement les 3 projets les plus avancés en Norvège (Stavanger, Bergen, Laerdal) d'une capacité de production cumulée de l'ordre de 257 GWh. Nous comprenons que pour ces projets les éléments suivants sont déjà sécurisés : intrants (LOI), offtakes identifiés et en discussion et terrains sécurisés.

Les deux projets en France sont à un stade avancé au niveau des autorisations, du terrain, des intrants et du méthaniseur. Nous comprenons que la société est en discussions exclusives à ce stade en voie de finalisation, ce qui nous conforte dans notre choix de les intégrer dans la modélisation.

Le financement de ces projets en Norvège et en France est assuré par le Green Bond et financements sénior, et devrait être complété par des subventions (en Norvège notamment) pour lesquelles FDE a déposé des dossiers et dont le montant final n'est pas encore établi. Par précaution, nous avons retenu pour les projets norvégiens un taux de subvention de 15% (soit le bas de fourchette, sachant que le haut de fourchette pourrait atteindre 70%) et pour les projets en France aucune subvention. L'entrée de partenaires, qui porteraient eux-mêmes certains coûts, dans les projets français, nous semble tout à fait envisageable. Nous avons retenu arbitrairement un poids des minoritaires au sein des projets français à hauteur de 20%.

Cryo Pur est l'un des rares acteurs ayant démontré l'efficacité de ses équipements, avec deux usines vendues en 2018 en Irlande du Nord et 2022 en Norvège. Son premier projet se situe à côté de Stavanger et sa taille (1750 Normo m3/h de biogaz) est 2.5x supérieure à celle du projet développé à Stord (Norvège). L'usine sera en mesure de produire jusqu'à 17 t/j de bio-GNL carburant et 31 t/j de bio-CO2 liquide (vs 8 t/j et 10 t/j chez Renovo depuis 2022).

Le montage de ce projet prendra la forme d'un SPV financé par subventions, dette et fonds propres FDE conserve la majorité du capital, s'associant pour les 20% restant à l'ex-fondateur et PDG de Renevo, profitant de son expertise et son expérience (dans le pilotage des usines de biogaz) ainsi que de son ancrage local (facilitant la recherche des terrains, l'obtention des subventions...). Nous avons par conséquent déduit la part des minoritaires de notre valorisation finale du groupe, nous basant sur notre DCF de Cryo Pur.

Sur ce site, nous avons pris comme hypothèse un CA de 15 M€/an, réparti entre Bio-GNL (13 M€) et Bio-CO2 (2M€); des Capex de 35 M€. Les opex, incluant les intrants (3.3 M€), l'électricité (1.5 M€) et la maintenance (1.5 M€), s'élèvent à environ 6.3 M€, auxquels nous avons ajouté des coûts de structure (~3% du CA).

- f) **Hydrogène vert (Norvège)** : D'une manière générale, il y a une dynamique énergétique favorable en Norvège. Sur l'hydrogène vert, le groupe a des projets très intéressants et économiquement viables. Il développe actuellement deux projets de 20 MW chacun. Nous comprenons que les terrains et les autorisations sont sécurisés et FDE a reçu une subvention d'ENOVA couvrant 40% des Capex. FDE détient l'un des projets à 100 % et, pour l'autre, il est associé avec Neptune, soutenu par Prime Capital. Ces 2 projets devraient entrer en exploitation en 2027 et un pipeline de projets hydrogène a été acquis avec Greenstat.

Emplacement stratégique en bord de mer

Ces deux projets bénéficient de la proximité des ports de Kristiansand, idéale pour l'approvisionnement en hydrogène des clients maritimes, alors que Kristiansand est un centre logistique pour de nombreuses entreprises, rendant l'emplacement attractif pour les segments de la mobilité.

Capacité à nouer des partenariats stratégiques avec des acteurs majeurs de l'industrie

La signature d'une lettre d'intention (LOI) avec Glencore Nikkelverk pour la vente d'oxygène est une avancée notable. De plus, l'achèvement de l'étude de concept pour un pipeline d'oxygène en juin 2023 témoigne d'une approche proactive et méthodique pour la mise en œuvre de projets complexes. Par ailleurs, la valorisation potentielle de la chaleur excédentaire en collaboration avec Elkem Carbon pourrait apporter des revues supplémentaires.

Pour un site classique de production d'hydrogène, le groupe estime environ 37 M€ de Capex, avec des revenus d'environ 25 M€. Les opex, incluant l'électricité, la maintenance et les taxes locales, s'élèvent à environ 15 M€. Les coûts de structure sont estimés à 1,5% du CA.

	juin-23	juin-24	juin-25	juin-26	juin-27	juin-28	juin-29	juin-30	juin-31	juin-32	juin-33	juin-34	juin-35	juin-36
Sales	capacity	COD		8,3	25,0	43,4	78,1	81,1	83,8	86,5	88,9	91,3	93,6	
AGDER phase 1	85	GWh/y	2 027	8,3	25,0	26,8	28,1	29,1	30,1	31,1	32,0	32,8	33,7	
AGDER phase 2	170	GWh/y	2 029			16,7	50,0	52,0	53,7	55,4	56,9	58,5	59,9	
% chg					200,0%	73,7%	79,9%	3,9%	3,3%	3,2%	2,8%	2,7%	2,5%	
EBITDA				2,3	8,0	15,0	29,3	30,4	31,4	32,4	33,4	34,2	35,1	
EBITDA Margin				27%	32%	35%	37,5%	37,5%	37,5%	37,5%	37,5%	37,5%	37,5%	
EBIT				-0,2	3,6	7,6	21,8	22,9	23,8	24,8	25,6	26,4	27,2	
EBIT margin				-2,6%	14,2%	17,5%	27,9%	28,2%	28,4%	28,6%	28,8%	29,0%	29,1%	
NOPAT				-0,2	2,7	5,7	16,4	17,2	17,9	18,6	19,2	19,8	20,4	
Depreciation				0,9	2,5	4,4	7,4	7,5	7,6	7,7	7,7	7,8	7,9	
as a % of sales				29,6%	17,8%	17,0%	9,6%	9,3%	9,1%	8,9%	8,7%	8,5%	8,4%	
Capex				7,8	14,4	17,8	26,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	
AGDER phase 1				7,8	14,4									
AGDER phase 2						17,8	26,6							
as a % of sales				0,0%	29,6%	17,8%	61,4%	0,8%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,6%	
Change in WCR				0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Free cash flows				-6,9	-12,1	-10,7	-13,6	23,2	24,1	24,9	25,6	26,3	27,0	
Discounted free cash flows				-5,6	-8,8	-7,0	-8,0	12,3	11,5	10,7	9,9	9,2	8,5	
Sum of discounted FCF	40,6													
Terminal value	91,0													
Enterprise value	131,7													
Net debt	35,0			6,5	12,0	14,8	22,2							
Equity value	96,7													
o/w AGDER phase 1	40,3													
o/w AGDER phase 2	56,4													
Diluted nbr of shares (m)	5,0													
Valuation per share (EUR)	19,2													
o/w AGDER phase 1	8,0													
o/w AGDER phase 2	11,2													

Risk-free interest rate	3,2%	equity	10%
Equity risk premium	7,5%	debt	50%
Project risk premium	2,5%	subsidies	40%
Beta	1,45	Payback	. 5 years
Return expected on equity	17,7%	Project IRR	. >20%
Interest rate on debt	6%		
Tax rate	25%		
WACC	11,1%		
Sales growth rate to perpetuity	2,5%		

De la valeur cachée

Nous valorisons l'activité de production d'hydrogène de Greenstat à 94,6 M€, en prenant en compte seulement 2 projets. Rappelons que FDE a payé 15,5 M€ pour 56,35 % du capital de Greenstat (acquis début février 2024), ce montant se décomposant en 2,3 M€ pour le rachat de la participation minoritaire d'un actionnaire existant et 13,2 M€ pour la souscription à une 1^{ère} augmentation de capital. **En nous basant sur notre DCF (qui n'intègre pas le pipeline de projets dans le solaire PV), nous calculons un montant de 53,3 M€ pour ces 56,35 % du capital.** Une 2^{ème} et 3^{ème} augmentation de capital de 13,2 M€ maximum chacune seront injectées d'ici 18 mois, afin de profiter du plein effet de création de valeur, sous réserve de l'atteinte de certains jalons opérationnels et financiers.

Valorisation du groupe : 70 €/action

Nous ajustons notre OC de 78.2 € à 70 € compte tenu des changements dans les paramètres suivants :

Eléments positifs	Eléments négatifs
<p>Forte révision à la hausse des perspectives moyen et long terme. Eu égard d'un pipeline commercial qui devrait décoller à partir de 2026, notre modélisation de CA est par conséquent augmentée dès FY2026-2027 comme détaillé dans le tableau qui suit.</p> <p>Dans notre modèle précédent, le CA 2030 ressortait à 106M€ contre 174.3 M€ actuellement. Ce chiffre proche de la guidance du groupe (175 M€) n'intègre que les projets que nous avons considérés suffisamment sécurisés (notamment au plan des terrains, intrants, financements, subventions, clients)</p>	<p>Forte révision à la baisse de la séquence du CA 2024-2026 (décalage de lancement des projets pour des raisons exogènes à la société : rallongement des délais d'obtention des autorisations pour la mise en place de nouvelles cogénérations).</p> <p>Dans ces conditions, nous tablons sur un CA 2025-2026 de 79,4 M€, soit en dessous de la guidance (100 M€).</p>
<p>Dans le détail, notre modélisation inclus désormais les activités supplémentaires suivantes :</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Bio-GNL et Bio-CO2 en Norvège (Cryo Pur) : 5 projets sur les 9 dans le pipeline de la société ✓ Gaz en Lorraine : seulement les 2 sites déjà existants ✓ Hydrogène vert en Norvège : dans une approche de prudence, nous avons inclus 100% de la phase 1 à Agder et 20% de la phase 2. Pour rappel, la société a déjà sécurisé les subventions à hauteur de 40%. 	<p>Nous avons pris en compte la valeur des minoritaires présents dans certains structures en Norvège :</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ 20% sur les activités de Bio-Gaz ✓ 43.65% pour l'activité à Agder (Norvège) – nous avons pris en compte 100% de la phase 1 du projet et 20% de la phase 2 du projet en cohérence avec notre modèle .
<p>Modification des paramètres de marché (+) :</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Taux de croissance à l'infini <p>Au regard de la multiplication des relais de croissance, nous le réhaussons à 2.5% au lieu de 2%</p>	<p>Modification des paramètres de marché (-) :</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ hausse du bêta à 1.45 contre 1.3 avant <p>Nous avons considéré que le risque d'exécution pourrait augmenter étant donné le lancement simultané de plusieurs nouvelles activités dans plusieurs pays qui ne génèrent pas encore du CA.</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Hausse du coût moyen de la dette : fixé désormais 5.5% au lieu de 4% ✓ Hausse du taux sans risque (+0.2%) et de la prime de risque (+0.5%) <p>➔Cela implique une hausse du WACC, qui passe à 10.9% (vs 9.5%), ce dernier restant toutefois inférieur à celui calculé sur les projets pris individuellement (gaz en Lorraine, bio-CO2 et Bio-GNL et hydrogène vert en Norvège), le niveau de risque étant atténué par l'effet de diversification du portefeuille au niveau du groupe.</p>
	<p>Une intensité capitalistique plus importante que dans le cœur de métier (gaz de mine).</p>

Comparaison entre nos anciennes et nos nouvelles prévisions en termes de CA et d'EBITDA

	juin-24	juin-25	juin-26	juin-27	juin-28	juin-29	juin-30	juin-31	juin-32	juin-33	juin-34
Sales (before)	36,9	53,6	82,1	91,0	96,0	101,1	106,1	110,2	114,3	118,4	120,8
Sales (after)	32,2	34,5	79,4	108,6	138,1	158,2	174,3	183,6	193,1	197,9	202,9
Δ	-4,7	-19,1	-2,6	17,6	42,1	57,1	68,1	73,4	78,8	79,5	82,1
EBITDA (before)	19,4	28,1	45,6	51,1	54,6	56,7	60,3	63,2	65,2	65,0	62,9
EBITDA (after)	19,0	19,8	44,0	55,1	67,7	77,4	86,4	93,6	98,4	100,9	103,4
Δ	-0,4	-8,3	-1,6	4,0	13,1	20,7	26,1	30,3	33,2	35,9	40,6

Notons que nous conservons la prime ESG (10% ; empreinte carbone négative : 3,5 M Téqu CO2 évités par an), que nous appliquons jusqu'alors sur le WACC.

Nous avons chiffré les impacts des éléments positifs et négatifs pour expliquer le passage de notre ancien OC vers notre nouvel OC.

Ancien Objectif de cours	78,2	€/action
Impact taux d'actualisation	-21,9	€/action
Impact taux de croissance à l'infini	3	€/action
Impact minoritaires	-7,1	€/action
Impact prévisions long terme	18,3	€/action
Nouvel Objectif de cours	70,4	€/action

	juin-24	juin-25	juin-26	juin-27	juin-28	juin-29	juin-30	juin-31	juin-32	juin-33	juin-34	juin-35
Sales	32,2	34,5	79,4	108,6	138,1	158,2	174,3	183,6	193,1	197,9	202,9	208,0
% chg	-18%	7,1%	130%	37%	27,1%	14,6%	10,2%	5,4%	5,2%	2,5%	2,5%	2,5%
Gas - France	8,9	8,1	7,7	7,6	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,7	7,9	8,1
Cogenerations France	12,7	11,3	14,8	21,0	25,5	29,3	33,1	37,0	40,9	42,0	43,0	44,1
Cogenerations Belgium	8,3	6,0	5,4	6,5	7,0	8,1	9,3	10,3	11,3	11,6	11,8	12,1
Bethune heating	0,4	0,5	0,5	0,6	0,6	0,7	0,7	0,8	0,9	0,9	0,9	1,0
Cryo Pur = Norway & France	0,0	2,0	41,9	57,9	60,1	63,2	65,3	67,5	69,7	71,4	73,2	75,0
Solar PV = France & Norway & Bosnia	1,3	4,1	6,6	6,7	6,9	7,0	7,1	7,3	7,4	7,6	7,8	8,0
Greenstat / hydrogen - Norway	0,6	2,5	2,5	8,3	25,0	30,1	38,1	39,5	40,8	41,9	42,9	44,0
Gas (Lorraine)					5,5	12,3	13,0	13,7	14,5	14,9	15,2	15,6
EBITDA	19,0	20,3	44,0	55,1	67,7	77,4	86,4	93,6	98,5	100,9	103,5	106,1
			50		guidance		85					
EBITDA Margin	58,9%	58,8%	55,4%	50,7%	49,0%	48,9%	49,6%	51,0%	51,0%	51,0%	51,0%	51,0%
Operating profit	16,0	15,7	33,2	42,1	52,5	61,6	70,0	76,8	81,2	83,6	86,0	88,5
as a % of sales	49,6%	45,6%	41,8%	38,8%	38,0%	38,9%	40,2%	41,8%	42,0%	42,2%	42,4%	42,6%
Theoretical tax rate	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%
Theoretical tax	4,0	3,9	8,3	10,5	13,1	15,4	17,5	19,2	20,3	20,9	21,5	22,1
NOPAT	12,0	11,8	24,9	31,6	39,4	46,2	52,5	57,6	60,9	62,7	64,5	66,4
Depreciation	3,0	4,5	10,8	13,0	15,2	15,8	16,4	16,9	17,3	17,4	17,5	17,6
cogenerations												
Cryo Pur		3,1	12,8	12,9	12,9	13,0	13,0	13,1	13,1	13,2	13,2	13,3
Greenstat / hydrogen		0,9	2,5	4,4	7,4	7,5	7,5	7,6	7,7	7,7	7,8	7,9
Gaz (Lorraine)				1,4	3,4	6,5	6,6	6,6	6,6	6,7	6,7	6,7
as a % of sales	9,2%	13,2%	13,6%	12,0%	11,0%	10,0%	9,4%	9,2%	9,0%	8,8%	8,6%	8,4%
Capex	8,9	31,6	124,4	44,6	43,7	12,5	11,3	10,0	8,8	1,7	1,7	1,7
cogenerations			17,5	17,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5			
Cryo Pur		31,6	99,1	0,5								
Greenstat / hydrogen			7,8	18,0	5,3							
Gaz (Lorraine)				8,7	25,9							
as a % of sales	27,6%	91,7%	156,6%	41,1%	31,7%	7,9%	6,5%	5,4%	4,5%	3,5%	3,5%	3,5%
WCR	0,8	-0,9	-6,3	-4,3	-2,7	-2,6	-2,4	-2,5	-2,6	-2,7	-2,8	-2,8
as a % of sales	2,5%	-2,7%	-7,9%	-4,0%	-2,0%	-1,7%	-1,4%	-1,4%	-1,4%	-1,4%	-1,4%	-1,4%
Change in WCR	4,1	-1,7	-5,4	2,0	1,6	2,7	-2,4	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
Free cash flows	2,0	-13,5	-83,4	-2,1	9,2	46,8	60,0	64,6	69,6	78,4	80,4	82,3
Discounted free cash flows	2,0	-12,2	-67,8	-1,5	6,1	27,9	32,3	31,3	30,5	31,0	28,6	26,4
Sum of discounted FCF	106,1											
Terminal value	315,5											
Enterprise value	421,6											
Fair value of minorities	36,0	7,1 € per share										
o/w Greenstat / hydrogen (43.65%)	22,5	4,5 € per share	AGDER phase 1 + 20% AGDER phase 2									
o/w Cryo Pur (20%)	13,4	2,7 € per share	5 projects: NO (3) + FR (2)									
Fair value of financial assets	1,8											
Provisions	4,5											
Net debt	39,2											
Equity value	343,8											
Diluted nbr of shares (m)	5,04											
Valuation per share (EUR)	68,2											
NPV (Solar PV)	11,3	100 K€ / 1 MWc ==> pipeline 113 MWc										
Valuation per share (EUR) for solar PV	2,2											
Final Valuation per share (EUR)	70,4											

Risk-free interest rate	3,2%
Equity risk premium	7,5%
Beta	1,45
Return expected on equity	14,08%
Interest rate on debt	5,5%
Tax rate	25%
WACC	12,09%
Sales growth 1 (3,5Mt of CO2 equivalent avoided annually)	2,5%
ESG premium	10%
WACC after ESG premium	10,9%

WACC (%)	EBITDA margin (%)					WACC (%)	Long-term growth rate					
	9,5%	10,8%	10,9%	11,4%	11,9%		12,9%	13,8%	1,5%	2%	2,5%	2,75%
	47,0%	49,0%	51,0%	53,0%	55,0%		85,5	90,1	95,4	98,3	101,5	
	86,8	91,1	95,4	99,7	104,1		64,6	67,5	70,7	72,5	74,3	
	63,9	67,3	70,7	74,1	77,5		62,5	65,2	68,2	69,8	71,6	
	61,5	64,9	68,2	71,5	74,8		56,0	58,2	60,7	62,1	63,5	
	54,6	57,7	60,7	63,8	66,8		50,2	52,1	54,1	55,2	56,4	
	48,5	51,3	54,1	56,9	59,7		40,3	41,6	43,0	43,8	44,6	
	38,3	40,6	43,0	45,4	47,8		30,9	31,7	32,6	33,0	33,5	
	30,7	32,8	34,9	37,0	39,1							

Nous avons testé le potentiel d'appréciation du titre en fonction des différents scénarii de sensibilité.

		EBITDA margin (%)							Long-term growth rate				
		47,0%	49,0%	51,0%	53,0%	55,0%			1,5%	2,0%	2,5%	2,8%	3,0%
WACC (%)	9,5%	186%	201%	215%	229%	243%	WACC (%)	9,5%	182%	197%	215%	225%	235%
	10,8%	111%	122%	133%	145%	156%		10,8%	113%	123%	133%	139%	145%
	10,9%	103%	114%	125%	136%	147%		10,9%	106%	115%	125%	130%	136%
	11,4%	80%	90%	100%	110%	120%		11,4%	85%	92%	100%	105%	110%
	11,9%	60%	69%	79%	88%	97%		11,9%	66%	72%	79%	82%	86%
	12,9%	26%	34%	42%	50%	58%		12,9%	33%	37%	42%	45%	47%
	13,8%	1,4%	8%	15%	22%	29%		14,1%	1,9%	5%	7%	9%	11%

A titre indicatif, dans le tableau qui suit, nous avons estimé le potentiel supplémentaire de valorisation issu des activités du groupe.

activité	€/action	commentaires
COGENERATIONS France /international	14,9 €	Calculé sur la base de la NPV du delta de nombre de cogénérations entre nos prévisions et la guidance de la société (cf. page 8), soit un écart de 21 cogénérations WACC 10.3% (risque spécifique prenant en compte les éventuels retards d'obtention des autorisations) ; Taux de Croissance à l'infini 2.5% Marge d'EBITDA 65% Financement des Capex (2.5 M€ par cogénération) à 90% par la dette et 10% en fonds propres time to market 12-24 mois TRI projet >20% retour sur investissement en moins de 3 ans
BIO-GNL/BIO-CO2 France / Norvège	16,4 €	Dans notre modélisation nous avons valorisé seulement 5 des 9 projets dans le pipeline commercial du groupe. Ici, l'upside correspond aux 4 projets. Toutefois le potentiel de cette activité ne se limite pas aux quelques projets dans le pipeline.
GAZ LORRAINE	25,2 €	Le management a indiqué avoir identifié 42 sites. Notre modèle intègre 2 sites, valorisés sous forme de gaz +injection de CO2. Nous avons estimé le potentiel sur le cours de bourse sur la base de la NPV de 20 sites supplémentaires (hypothèse: production de gaz). Notons que les réserves lorraines pourraient également être valorisées sous la forme d'hydrogène bas carbone, auquel cas selon nos premières estimations, l'upside sur la valorisation serait encore plus important. En effet, contrairement au gaz, la vente de produits dérivés (tels que noir du carbone) permettrait de réduire les coûts de production de l'hydrogène.
HYDROGENE VERT Norvège	12,0 €	Notre modèle de base inclut 100% de la phase 1 de la production d'hydrogène sur le site industriel de Elkem et 20% de la phase 2. L'upside estimé proviendrait de la prise en compte des 80% de la phase 2.

Bio-GNL + bio-CO2 = un modèle de réussite

L'achat de Cryo Pur s'affirme comme une opération porteuse de forte création de valeur

FDE a acquis Cryo Pur il y a maintenant 2 ans, ce qui lui a permis de standardiser et industrialiser les processus de production.

Cryo Pur, qui était initialement spécialisée dans les installations sur mesure, se concentre désormais sur des tailles standardisées d'installation. Son savoir-faire, protégé par une dizaine de brevets, consiste à prendre un déchet et séparer - via un processus cryogénique - les différents gaz en les ramenant au meilleur standard de pureté, afin de les valoriser en Bio-GNL et Bio-CO2.

A l'instar des cogérations, cette standardisation et l'industrialisation des équipements en créant des skids pour les équipements de Cryo Pur auraient un double effet bénéfique : une hausse des marges et une réduction de 12 à 6 mois du cycle. Pour produire des modules, le groupe a ainsi signé des partenariats avec des sous-traitants qui fourniront certaines composantes qu'il assemblera sur site. Afin de protéger son savoir-faire - qui est la barrière à l'entrée -, FDE divisera la fabrication des équipements en plusieurs sous-ensembles pour les confier à des partenaires différents.

Pipeline de projets étoffé

Le groupe a sécurisé trois projets (Stavanger, Bergen, Lærdal), avec des terrains sécurisés et des demandes d'autorisation en cours, ainsi que des demandes de subvention. La Norvège a été choisie pour son écosystème favorable, notamment en matière de déchets de poissons, et son système d'autorisation réactif. La Norvège, fortement dépendante de l'industrie pétrolière, s'engage dans une transition vers la décarbonation et propose des subventions attrayantes pour les projets d'énergies renouvelables, couvrant entre 30 % et 70 % des Capex. Cela a évidemment un impact non négligeable sur la rentabilité des projets.

Le processus de permis comprend cinq étapes en Norvège pour chaque permis, ce qui peut être un peu complexe, mais celui-ci relativement bien encadré. Pour Stavanger, FDE a avancé les différents permis.

Pour le bio-GNL, des projets supplémentaires sont en cours de discussion exclusive en France pour récupérer du biogaz en sortie de digesteur, le purifier et le liquéfier. En France, les discussions portent généralement sur des installations existantes de traitement des déchets produisant déjà du biogaz, que FDE viendra purifier et liquéfier. L'objectif est d'avoir 2-3 projets en opération d'ici fin 2026, avec une contribution des autres projets prévue d'ici 2030.

Mis à part les 5 projets mentionnés ci-dessus et intégrés dans notre valorisation, le groupe dispose d'un pipeline de 4 projets supplémentaires, tous en Norvège, dont 2 d'une taille proche à celle de Stavanger (100 GWh/an) avec mise en exploitation (COD : 2028) et 2 autres d'une capacité de production de 60 GWh/an chacun (COD : 2029). Les 4 projets représentent selon nos estimations un CA cumulé d'environ 50 M€ (marge d'EBITDA 58%).

Optimisation des actifs grâce à la plateforme propriétaire de trading

Nous comprenons que **le groupe discute avec des traders intéressés par le bio-GNL et l'hydrogène bas carbone.** Des pays comme l'Allemagne ou des secteurs spécifiques sont demandeurs car, par exemple, le secteur maritime a converti sa flotte au GNL et doit démontrer qu'il utilise au moins 30% de bio-GNL pour accéder au marché des quotas d'émission de l'UE. En Allemagne, les industriels ont obtenu des certificats d'origine.

Le marché du CO2 biogénique est un marché de gré à gré qui évolue rapidement. L'une des raisons pour lesquelles FDE s'est positionné dessus était de pouvoir vendre ce CO2 aux industriels de l'alimentaire. Maintenant, avec le développement des e-fuels, comme les carburants synthétiques pour l'aviation et le transport, la demande en bio-GNL et bio-CO2 est en augmentation significative. À cet égard, le prix est en train d'exploser, ce qui est assez avantageux pour FDE. Aussi grâce au trader, embauché fin 2023, FDE pourrait jouer avec les inefficiences des marchés : les Allemands paient beaucoup plus cher pour le bio-GNL que les Français. En France, le point de référence est le biométhane, avec une injection dans le réseau sans traiter le sujet du CO2. C'est le prix de référence, avec une obligation d'achat, alors que les Allemands le considèrent comme un remplacement du fuel fossile.

Pour arriver à 15 M€ de CA sur l'unité de production à Stavanger, **le groupe a pris des marges de précaution, notamment l'hypothèse de prix de vente du bio-GNL** est d'environ 40 % en dessous de ce que le groupe pense pouvoir atteindre, et le prix du CO2 à 140 €/t alors qu'aujourd'hui les prix sont à plus de 250 €/t.

Valorisation des sous-produits

Le groupe utilise le procédé Cryo Pur pour la production de bio-GNL et de bio-CO₂. Un sous-produit de ce procédé est le digestat, une matière organique résiduelle qui peut être utilisée comme engrais. En vendant le digestat, le groupe diversifie ses sources de revenus, ce qui peut améliorer sa résilience financière et offrir une stabilité supplémentaire face aux fluctuations des marchés du bio-GNL et du bio-CO₂.

Vers la conquête de nouveaux usages à fort potentiel (épuration des fumées industrielles)

L'épuration des fumées industrielles est une autre activité associée à la technologie Cryo Pur, qui pourrait devenir assez importante à l'avenir. Le groupe dispose de brevets pour la technologie permettant de traiter ce qu'on appelle les fumées industrielles, notamment les émissions rejetées par les usines. Aujourd'hui, cela est encore autorisé, mais des pénalités seront appliquées dans deux ans pour ces émissions. FDE a pris les devants sur ce sujet et discute déjà avec de grands cimentiers et sidérurgistes.

Il s'agit d'installations de taille très conséquentes, soit environ 100 fois celle de l'unité de 2000 nm³ à Stavanger (100 GWh). FDE, qui compte obtenir des aides de l'Europe pour un projet unique en son genre, commencera par mettre en place un pilote, avec l'objectif à terme de traiter l'ensemble de ces fumées industrielles. En parallèle, le groupe discute avec un partenaire principal. Quant au capex associé, il serait assumé par le client.

Bien que le passage de la phase de pilote à l'échelle d'industrialisation n'intervienne pas avant 2026, il s'agit pour FDE d'un relais de croissance très prometteur. La modularité des équipements de Cryo Pur met notamment le groupe en position avantageuse pour créer un nouveau marché.

Jusqu'à présent, FDE se positionnait sur les énergies à bas carbone, mais désormais il pourrait élargir sa proposition de valeur vers le marché de l'élimination des émissions CO₂.

Plusieurs options pour valoriser les réserves lorraines

FDE n'exclut pas de faire du gaz to gaz

Cette option, la plus rapidement implémentable, est devenue possible grâce à la réglementation permettant d'injecter le CO₂ capté dans les veines de charbon. Elle pourrait être utilisée en attendant la valorisation des réserves sous forme d'hydrogène bas carbone. Produire du gaz tout en effectuant de la séquestration de CO₂ conduit à une empreinte carbone négative sur l'ensemble du cycle de vie.

Gros potentiel de développement

FDE a identifié 42 sites de production, dont une majeure partie pourrait être valorisée sous forme d'hydrogène décarboné répondant à la demande locale pour des solutions énergétiques à faible intensité carbone. En particulier, au moment où le marché de l'hydrogène se structure localement, les sites de FDE se situent à seulement 5 km d'un pipeline MosaHYc et des clients potentiels – notamment des gros usagers de gaz naturel (sidérurgistes, cimentiers, verreries : Arcelor Mittal, Holcim...) désirant abaisser leur empreinte carbone afin d'éviter de lourdes taxes - y semblent être déjà connectés en attente de son injection en hydrogène

Premiers sites en production d'ici début 2027

Une fois franchies différentes étapes (début de la construction mi-2025, commissioning fin 2026), avoir obtenu les autorisations de forage (demandes en cours de dépôt) et validé la technologie de production d'hydrogène (en tant que membre du consortium HECO₂, FDE pourrait utiliser la technologie pour produire de l'hydrogène décarboné en Lorraine), les premiers sites devraient entrer en production d'ici début 2027.

Pour rappel, sans le retard dans l'obtention de la concession Bleu Lorraine (pour des raisons administratives) d'environ deux ans, les sites de la Lorraine auraient pu entrer en production en 2025, soit autant d'années de CA et de résultats perdus. Une demande d'indemnisation a été déposée par le groupe pour réparer ce préjudice.

Une approche « scalable » et difficile à imiter

Bien que la pyrolyse ne soit pas une technique de production d'hydrogène maîtrisée exclusivement par FDE, les barrières à l'entrée incluent le savoir-faire requis pour intégrer le module standardisé (développé par pyrolyse) dans un container de 40 pieds, ainsi que la capacité à le reproduire cette approche industrielle sur plusieurs modules sur le même site (à l'instar de son modèle de cogénération dans le gaz de mine). De plus, le modèle économique de FDE est compétitif, car il bénéficie de la disponibilité en quantités abondantes de gaz en tant qu'intrant, ce qui rend les coûts d'extraction peu élevés par rapport à d'autres acteurs qui doivent acheter le gaz au prix du marché (30-40 €/MW).

Maîtrise d'un procédé à bilan carbone négatif

Pour obtenir de l'hydrogène décarboné (par vaporéformage), il est essentiel que le CO₂ ne soit pas rejeté dans l'atmosphère. L'objectif est donc de réinjecter le CO₂ dans les veines de charbon, une approche étudiée en collaboration avec Schlumberger.

La technologie que FDE favorise actuellement est la pyrolyse du méthane. Ce procédé, appelé plasmolyse, chauffe le méthane pour produire de l'hydrogène et du carbone sous forme solide, connu sous le nom de noir de carbone. Ce carbone solide est utilisé dans des industries comme l'imprimerie et la fabrication de pneus, et peut être valorisé en tant que produit dérivé. La vente de produits dérivés (tels que graphène, noir de carbone) permettrait par ailleurs de réduire les coûts de production d'hydrogène décarboné. Le management vise à standardiser et industrialiser le modèle pour pouvoir déployer rapidement ses installations.

En termes de bilan carbone sur le cycle complet, la société estime qu'avec la pyrolyse elle pourrait atteindre environ 3,4 gr CO₂/kWh, comparé à 122 gr CO₂/kWh pour des méthodes alternatives. Comme le CO₂ est intégré dans le processus, FDE a moins d'émissions, car le CO₂ est transformé en noir de carbone. Cependant, tout dépend de la nature de l'électricité utilisée. Le groupe pourrait la produire sur site avec des panneaux solaires ou compenser avec de l'énergie verte du réseau.

Hydrogène naturel : le prochain « game changer » ?

La découverte en Lorraine d'hydrogène naturel est d'autant plus intéressante que celui-ci est considéré comme vecteur énergétique stratégique pour la transition énergétique.

Pour accélérer ses développements dans le domaine de l'hydrogène naturel, nous comprenons que le groupe pourrait privilégier la création d'un consortium industriel. Ce dernier pourrait accueillir des acteurs de l'automobile, de l'aéronautique, de l'industrie (spécialisés dans les membranes), ainsi qu'un acteur étatique (comme d'autres l'ont fait avec ADEME Investissement, pour accélérer les prises de décisions). Cette approche permettrait au groupe à la fois d'accélérer les développements et de compléter son expertise sur la partie exploitation de cet hydrogène naturel, séparation de la molécule d'hydrogène des autres molécules qui sont attachées à l'hydrogène, soit de l'eau, soit d'autres gaz.

Nous n'excluons pas l'option de l'entrée au capital de partenaires stratégiques sur cet actif pour extérioriser une valorisation et aussi passer en phase d'industrialisation de la valorisation de l'hydrogène. Une autre option possible selon nous serait un spin-off par exemple de l'activité hydrogène naturel (une fois l'obtention du PER) pour lever des capitaux dédiés. Pour rappel, le gisement du bassin lorrain pourrait, selon des chercheurs du CNRS, contenir 46 Mt d'hydrogène natif (soit plus de la moitié de la production annuelle mondiale d'hydrogène gris) à 96% de concentration.

Pourtant, cela ne nous semble pas du tout se refléter dans la valorisation du groupe, alors que le concurrent américain Koloma a déjà levé plus de 400 M\$ avec 6 des plus grosses fortunes mondiales (Bill Gates, Jeff Bezos,...) en l'espace de quelques mois.

FINANCIAL DATA

Compte de résultat	06/21	06/22	06/23	06/24e	06/25e	06/26e
CA total	10,2	26,2	39,2	32,2	34,5	79,4
Variation (%)	30,3	156,2	49,6	-17,9	7,1	130,3
Marge brute	6,3	20,3	35,1	28,7	31,2	65,3
% du CA	61,6	77,6	89,4	89,1	90,3	82,3
EBITDA	2,9	15,1	27,3	19,0	20,3	44,0
% du CA	28,2	57,6	69,7	58,9	58,8	55,4
ROC	1,1	14,3	24,8	15,9	15,6	33,1
% de CA	10,3	54,4	63,3	49,3	45,2	41,6
Eléments non récurrents	-0,1	-1,1	-8,1	0,0	0,0	0,0
Résultat opérationnel	1,4	13,1	16,7	15,9	15,6	33,1
Résultat financier	-1,2	-4,6	-1,8	-2,3	-2,3	-2,3
Impôt sur les résultats	0,1	-2,5	-2,5	-2,7	-2,7	-7,7
Taux d'impôt (%)	-32,1	25,7	17,0	20,0	20,4	25,0
Résultat Net part du groupe	0,3	7,3	12,7	11,1	10,6	23,1
BPA (publié)	0,50	1,41	2,45	2,14	2,04	4,45
Bilan financier	06/21	06/22	06/23	06/24e	06/25e	06/26e
Goodwill	0,0	5,8	4,6	18,1	18,1	18,1
Immobilisations corp. et incorp.	89,9	99,3	101,9	109,3	136,5	251,3
Droit d'utilisation	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Immobilisations financières	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
BFR	-7,7	-3,7	-3,4	0,8	-0,9	-6,3
Autres actifs	2,1	1,7	3,8	3,8	3,8	3,8
Total actifs	86,2	104,8	108,7	133,7	159,3	268,6
Capitaux propres	55,3	63,3	74,0	85,1	96,1	118,7
Intérêts Minoritaires	-0,0	-0,2	-0,3	-0,5	-1,0	-0,4
Impôts différés	4,4	3,5	3,2	3,2	3,2	3,2
Dette Nette	20,1	31,8	25,1	39,2	54,2	140,4
Autres passifs	6,4	6,4	6,7	6,7	6,7	6,7
Total Passifs	86,2	104,8	108,7	133,7	159,3	268,6
Dette Nette hors IFRS16	20,1	31,8	25,1	39,2	54,2	140,4
Gearing	0,4	0,5	0,3	0,5	0,6	1,2
Levier	7,0	2,1	0,9	2,1	2,7	3,2
Tableau de flux	06/21	06/22	06/23	06/24e	06/25e	06/26e
CAF après coût de l'endettement et impôt	2,4	9,2	15,7	15,7	22,0	35,6
ΔBFR	4,4	-4,0	-0,3	-4,2	1,7	5,4
Cash flow généré par l'activité	6,8	5,2	15,3	11,5	23,7	41,0
Capex net	-10,0	-10,9	-10,2	-8,9	-31,6	-124,4
FCF	-3,2	-5,6	5,1	2,6	-7,9	-83,4
Acquisition/Cession	-0,1	-2,1	0,0	-13,5	0,0	0,0
Autres investissements	0,5	-3,2	1,7	-13,5	0,0	0,0
Variation d'emprunts	7,3	22,9	8,1	42,3	10,0	35,0
Dividendes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Remboursement des dettes locatives	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Operation au Capital	0,0	0,0	-3,2	0,0	0,0	na
Autres flux	0,0	0,0	-0,1	0,0	0,0	0,0
Variation de trésorerie nette sur l'année	4,5	14,0	11,6	31,4	2,1	-48,4
ROA (%)	0,2%	5,1%	9,2%	6,5%	5,2%	5,4%
ROE (%)	0,5%	11,4%	17,2%	13,1%	11,7%	19,0%
ROCE (%)	3,0%	31,2%	25,7%	25,9%	27,9%	na

DISCLAIMER

Certifications d'analyste

Ce Rapport de recherche (le " Rapport ") a été approuvé par Midcap, une division commerciale de TP ICAP (Europe) SA (" Midcap "), un Prestataire de Services d'Investissement autorisé et régulé par l'Autorité de Contrôle Prudentiel et de Résolution (" ACPR "). En publiant ce Rapport, chaque analyste de recherche ou associé de Midcap dont le nom apparaît dans ce Rapport certifie par la présente que (i) les recommandations et les opinions exprimées dans le Rapport reflètent exactement les opinions personnelles de l'analyste de recherche ou de l'associé sur tous les titres ou Emetteurs sujets discutés ici et (ii) aucune partie de la rémunération de l'analyste de recherche ou de l'associé n'était, n'est ou ne sera directement ou indirectement liée aux recommandations ou opinions spécifiques exprimées par l'analyste de recherche ou l'associé dans le Rapport.

Méthodologie

Ce Rapport peut mentionner des méthodes d'évaluation définies comme suit :

1. Méthode DCF : actualisation des flux de trésorerie futurs générés par les activités de l'Emetteur. Les flux de trésorerie sont déterminés par les prévisions et les modèles financiers de l'analyste. Le taux d'actualisation utilisé correspond au coût moyen pondéré du capital, qui est défini comme le coût moyen pondéré de la dette de l'Emetteur et le coût théorique de ses fonds propres tels qu'estimés par l'analyste.
2. Méthode des comparables : application des multiples de valorisation boursière ou de ceux observés dans des transactions récentes. Ces multiples peuvent servir de référence et être appliqués aux agrégats financiers de l'Emetteur pour en déduire sa valorisation. L'échantillon est sélectionné par l'analyste en fonction des caractéristiques de l'Emetteur (taille, croissance, rentabilité, etc.). L'analyste peut également appliquer une prime/décote en fonction de sa perception des caractéristiques de l'Emetteur.
3. Méthode de l'actif et du passif : estimation de la valeur des fonds propres sur la base des actifs réévalués et ajustés de la valeur de la dette.
4. Méthode du dividende actualisé : actualisation des flux de dividendes futurs estimés. Le taux d'actualisation utilisé est généralement le coût du capital.
5. Somme des parties : cette méthode consiste à estimer les différentes activités d'une entreprise en utilisant la méthode d'évaluation la plus appropriée pour chacune d'entre elles, puis à en réaliser la somme.

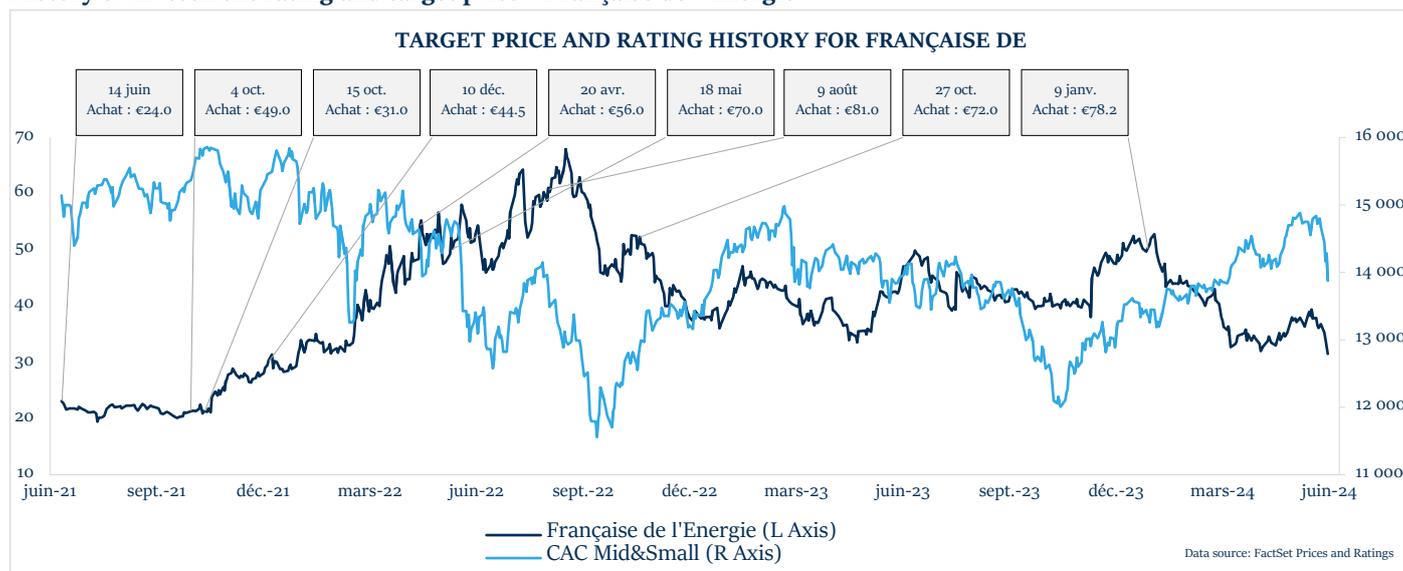
Conflit d'intérêts entre TP ICAP Midcap et l'émetteur

D. Midcap, ou toute personne morale qui lui est liée, est un teneur de marché ou un fournisseur de liquidité avec lequel un contrat de liquidité a été conclu concernant les instruments financiers de l'Émetteur: Française de l'Energie

F. Midcap, ou toute personne morale qui lui est liée, est partie à tout autre accord avec l'Émetteur relatif à la fourniture de services d'investissement dans le cadre de l'activité corporate de Midcap: Française de l'Energie

G. Midcap et l'Emetteur ont convenu de la fourniture par la première à la seconde d'un service de production et de distribution de la recommandation d'investissement sur ledit Emetteur: Française de l'Energie

History of investment rating and target price – Française de l'Energie



Distribution des recommandations d'investissement

Rating	Recommandation Universe*	Portion of these provided with investment banking services**
Achat	81%	65%
Conserver	16%	58%
Vente	1%	0%
Sous revue	2%	100%

Midcap utilise un système de recommandation basé sur les éléments suivants :

Acheter : Devrait surperformer les marchés de 10% ou plus, sur un horizon de 6 à 12 mois.

Conserver : performance attendue entre -10% et +10% par Rapport au marché, sur un horizon de 6 à 12 mois.

Vendre : l'action devrait sous-performer les marchés de 10% ou plus, sur un horizon de 6 à 12 mois.

L'historique des recommandations d'investissements et le prix cible pour les Emetteurs couverts dans le présent Rapport sont disponibles à la demande à l'adresse suivante : <https://researchtpicap.midcapp.com/en/disclaimer>.

Avis de non-responsabilité générale

Ce Rapport est confidentiel et est destiné à l'usage interne des destinataires sélectionnés uniquement. Aucune partie de ce document ne peut être reproduite, distribuée ou transmise sans le consentement écrit préalable de Midcap.

Ce Rapport est publié à titre d'information uniquement et ne constitue pas une sollicitation ou une offre d'achat ou de vente des titres qui y sont mentionnés. Les informations contenues dans ce Rapport ont été obtenues de sources jugées fiables et publiques, Midcap ne fait aucune déclaration quant à leur exactitude ou leur exhaustivité. Les prix de référence utilisés dans ce Rapport sont des prix de clôture de la veille sauf indication contraire. Toutes les opinions exprimées dans ce Rapport reflètent notre jugement à la date des documents et sont susceptibles d'être modifiées sans préavis. Les titres abordés dans ce Rapport peuvent ne pas convenir à tous les investisseurs et ne sont pas destinés à recommander des titres, des instruments financiers ou des stratégies spécifiques à des clients particuliers. Les investisseurs doivent prendre leurs propres décisions d'investissement en fonction de leur situation financière et de leurs objectifs d'investissement. La valeur du revenu de votre investissement peut varier en raison de l'évolution des taux d'intérêt, de l'évolution des conditions financières et opérationnelles des entreprises et d'autres facteurs. Les investisseurs doivent être conscients que le prix du marché des titres dont il est question dans ce Rapport peut être volatil. En raison du risque et de la volatilité du secteur, de l'Emetteur et du marché en général, au prix actuel des titres, notre note d'investissement peut ne pas correspondre à l'objectif de prix indiqué. Des informations supplémentaires concernant les titres mentionnés dans ce Rapport sont disponibles sur demande.

Ce Rapport n'est pas destiné à être distribué ou utilisé par une entité citoyenne ou résidente, ou une entité située dans une localité, un territoire, un état, un pays ou une autre juridiction où une telle distribution, publication, mise à disposition ou utilisation serait contraire ou limitée par la loi ou la réglementation. L'entité ou les entités en possession de ce Rapport doivent s'informer et se conformer à de telles restrictions, y compris MIFID II. Ce Rapport est uniquement destiné aux personnes qui sont des Contreparties Eligibles ou des Clients Professionnels au sens de la réglementation MIFID II. Il n'est pas destiné à être distribué ou transmis, directement ou indirectement, à toute autre catégorie de personnes. Le Rapport fait l'objet d'une diffusion réservée. La recherche a été réalisée conformément aux dispositions de la Charte des Bonnes Pratiques relative à la recherche sponsorisée. Midcap a adopté des dispositions administratives et organisationnelles efficaces, y compris des " barrières d'information ", afin de prévenir et d'éviter les conflits d'intérêts en matière de recommandations d'investissement. La rémunération des analystes financiers qui participent à l'élaboration de la recommandation n'est pas liée à l'activité de corporate finance.