

EQUITY RESEARCH

FRANÇAISE DE L'ENERGIE ETUDE

ACHAT

OC 60.0€ (vs 55.0€)
Potentiel: 69%

L'histoire ne fait que commencer ...

FDE change d'échelle. De pionnière du gaz de mine à architecte d'une plateforme multi-énergies bas-carbone, FDE déploie une stratégie intégrée conjuguant croissance solide, rentabilité élevée, innovation et souveraineté énergétique. En Norvège, ses projets de bio-GNL, bio-CO₂ et hydrogène vert prennent forme. En Lorraine, FDE explore l'hydrogène natif, ressource stratégique aux perspectives inédites. Une trajectoire sous-valorisée, mais riche en catalyseurs.

Longtemps cantonnée au rôle d'acteur de niche dans la valorisation du gaz de mine, FDE entame une **nouvelle phase de son développement**, assemblant à grands pas un **modèle énergétique intégré**, capable de produire localement des vecteurs bas-carbone (gaz renouvelables, hydrogène sous différentes formes, chaleur et électricité décarbonées). En s'appuyant sur une **exécution méthodique** – **élargissement des savoir-faire par proximité technique, maîtrise des Capex, intégration verticale des briques manquantes** – FDE construit une **trajectoire rare dans le paysage énergétique européen**.

Le **gaz de mine**, pilier historique, **retrouve une dynamique forte** après l'accord signé avec l'État permettant l'accès à **18 nouveaux sites** et un **modèle sécurisé par des contrats d'obligation d'achat**. En parallèle, la **Norvège devient un terrain de forte expansion** avec des projets avancés dans les gaz renouvelables et l'hydrogène, portés par des *offtakers* en voie de finalisation, d'importantes subventions et un intérêt industriel marqué.

Mais c'est en **Lorraine** que se joue peut-être le **pari le plus audacieux** qu'est **l'hydrogène natif**. Cette ressource immédiatement utilisable, longtemps reléguée au rang de curiosité géologique, s'impose aujourd'hui comme une option stratégique. FDE, pionnière du domaine, fore l'un des premiers puits profonds dédiés à cette ressource en Europe, sur un permis exclusif de 2254 km². Si les résultats confirment le potentiel, la région pourrait devenir un pôle d'excellence européen de l'hydrogène naturel.

Le marché pour l'heure **ne valorise** à nos yeux aujourd'hui **que l'activité historique**. Pourtant, le reste des **diversifications - Cryo Pur (et son partenariat avec CEMEX), Alltec, les projets hydrogène et les technologies de captage** - constituent un ensemble d'**options industrielles à fort levier**. Pour les investisseurs, l'enjeu consiste à accompagner une trajectoire multi-étapes, jalonnée de catalyseurs à court et moyen terme, qui révéleront graduellement la pleine valeur de FDE.

Nous réitérons notre opinion ACHAT, valorisant désormais FDE à 60,0€ par action (vs 55,0€) sur la base d'un DCF n'incluant qu'une partie des relais de croissance à venir (gaz de mine + 3 projets CryoPur + Agder phase 1). Notre valorisation recèle par ailleurs un potentiel de relèvement en cas de remontée des prix des énergies (gaz, électricité, bio-GNL...), son impact pouvant s'avérer fort selon l'ampleur du mouvement, renforçant l'attrait du dossier.

TP ICAP Midcap Estimates	06/25	06/26e	06/27e	06/28e	Valuation Ratio	06/26e	06/27e	06/28e
Chiffre d'affaires (m €)	30,4	33,8	51,2	103,0	VE/Sales	8,7	5,5	2,5
ROC (m €)	12,0	5,3	13,2	34,8	VE/EBITDA	25,1	11,9	5,1
MOC (%)	39,5	15,8	25,9	33,7	VE/EBIT	na	21,4	7,4
BPA (publié) (€)	0,72	-0,13	1,23	4,39	PER	na	29,0	8,1
Dividende (€)	0,00	0,00	0,00	0,00	Source: TPICAP Midcap			
Dividend Yield (%)	0,0	0,0	0,0	0,0				
FCF (m €)	-11,2	-65,1	-43,6	-16,3				

Recherche partiellement payée par l'Emetteur

Key data

Prix actuel (€)	35,6
Secteur	Utilities
Ticker	FDE-FR
Nb d'actions (M)	5,280
Capitalisation boursière	188,0
Volumes traités/jour (k titres)	6,480
Prochain événement	Rés. S1-25/26: : 24/3/26

Source: FactSet

Actionnaires (%)

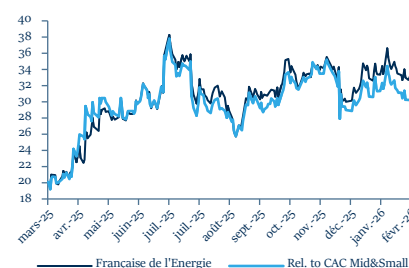
Julien Moulin	16,2
Famille Mulliez et Gras Savoye	6,5
Auto-détention	3,7
Free float	80,1

Source: TPICAP Midcap estimations

BPA (€)	06/26e	06/27e	06/28e
Estimation	-0,13	1,23	4,39
Changement de nos estimations (%)	na	-47,9	5,0

Source: TPICAP Midcap estimations

Performance (%)	1D	1M	YTD
Evolution du cours	5,6	-2,7	12,1
Rel CAC Mid&Small	7,5	-3,8	9,7



Source: FactSet

Analyst

Veneta Nikolova
veneta.nikolova@tpicap.com
+33173030972



L'HISTOIRE NE FAIT QUE COMMENCER ...	1
DESCRIPTION	3
SWOT ANALYSIS	3
DU GAZ DE MINE À L'HYDROGÈNE NATIF : L'ÉMERGENCE D'UN CHAMPION BAS-CARBONE EUROPÉEN	4
GAZ DE MINE : UN RELAIS DE CROISSANCE RÉACTIVÉ	5
UN MODÈLE BIO-GNL PLUTÔT BIEN ADAPTÉ AU MARCHÉ NORVÉGIEN	7
HYDROGÈNE VERT - UN PROJET INDUSTRIALISABLE	9
VALORISATION : OC RÉHAUSSÉ À 60€ PAR ACTION (VS 55€)	12
HYDROGÈNE NATIF MISE EN LUMIÈRE LORS DE NOTRE TABLE RONDE	13
ANNEXE 1 : PERMIS EXCLUSIFS DE RECHERCHE D'HYDROGÈNE NATUREL EN FRANCE	25
ANNEXE 2 : EN QUOI L'HYDROGÈNE NATUREL CHANGE-T-IL LA DONNE PAR RAPPORT À L'HYDROGÈNE VERT OU GRIS ?	26
ANNEXE 3 : PANORAMA MONDIAL DES ACTEURS DE L'HYDROGÈNE NATUREL : FILIÈRE ÉMERGENTE DÉJÀ TRÈS DISPUTÉE	27
ANNEXE 4 : PRINCIPAUX ACTEURS IMPLIQUÉS DANS L'EXPLORATION DE L'HYDROGÈNE NATIF	29
FINANCIAL DATA	31

Description

FDE s'affirme comme plateforme européenne de référence pour la production d'énergie bas carbone, grâce à un mix d'activités complémentaires : électricité, chaleur, gaz, hydrogène et CO₂ biogénique. Présent dans 5 pays (France, Belgique, Luxembourg, Bosnie-Herzégovine, Norvège), le groupe s'appuie sur des actifs solides (140 GWh/an en cogénération et photovoltaïque et 220 GWh/an en production de gaz) et déploie une vision intégrée pour accompagner la transition énergétique. Sa maîtrise des technologies CryoPur pour l'épuration et la capture du carbone, protégées par brevets, combinée à des projets stratégiques en Norvège (biogaz, hydrogène) et en Bosnie (solaire), lui permet de couvrir toute la chaîne de valeur bas carbone – production, utilisation et demain stockage – en générant des synergies fortes. Dans un contexte de demande croissante pour une énergie locale et durable, FDE est idéalement positionnée pour une croissance pérenne, portée par l'innovation, la diversification et l'intégration technologique.

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). Diversification géographique et technologique.
- 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 grâce à des concessions de longue durée. 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...)

Weaknesses

- Allongement des délais de commissioning des unités de production de GNR
- Absence de comparable
- Volatilité des prix de l'électricité et du gaz

Opportunities

- M&A / Duplication du modèle à l'international
- Production de l'hydrogène naturel en Lorraine et de l'hydrogène vert en Norvège. FDE est un des rares acteurs en Europe bénéficiant de permis exclusif de recherche pour l'hydrogène naturel.
- 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.

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
- Risque d'exécution dans la construction des unités de production de Bio-GNL.

Du gaz de mine à l'hydrogène natif : l'émergence d'un champion bas-carbone européen

Plateforme de production multi-énergies bas-carbone, FDE conjugue simultanément : **une activité fortement génératrice de cash qui retrouve une dynamique solide** (gaz de mine), **une expansion accélérée en Norvège en mode opérateur de toutes ses installations** (bio GNL/bio-CO₂, hydrogène vert), **une mise à l'échelle industrielle de la technologie de Cryo Pur** (qui adossée à un portefeuille de brevets solide, positionne FDE en standard émergent de la décarbonation de l'industrie lourde avec un partenariat de premier plan avec CEMEX), **une intégration verticale rare pour un acteur de cette taille** (Alltec) et **un catalyseur majeur, unique en Europe mais non valorisé, que constitue l'hydrogène naturel**.

Les objectifs 2030 fixés lors du CMD (CA 175 M€, EBITDA 85 M€) **nous paraissent atteignables**, car soutenus par un portefeuille d'actifs de qualité, un pipeline étoffé, de solides références clients et des financements sécurisés. Surtout, la trajectoire récente de FDE témoigne d'une exécution rigoureuse.

Quant à notre scénario, **il n'intègre que les projets déjà bien avancés** - terrains sécurisés, subventions obtenues, accès aux sites validé, équipements commandés et plus de 50% des entrants déjà disponible - ce qui conduit à une projection de CA autour de 130 M€ en 2030, en deçà de la guidance officielle de FDE. Toutefois **l'ajout de projets supplémentaires encore en phase précoce** - comme la mise en opération de nouvelles installations de gaz naturel renouvelable (RNG) et de CO₂ biogénique, la phase 2 du projet hydrogène vert d'Agder en Norvège ou l'accélération du déploiement de la technologie de capture du CO₂ dans les usines de CEMEX en Europe - **permettrait selon nous de dépasser ce niveau, soulignant l'existence d'un potentiel au-delà de nos prévisions actuelles**.

S'agissant du modèle, FDE **amorce ses projets via de la dette corporate classique puis des obligations vertes (EDRAM pour 85 M€) en phase de développement, avant de refinancer chaque actif à l'approche de sa mise en production par de la dette bancaire**. Ce schéma de project finance permet de limiter le risque au niveau des filiales projets et de libérer rapidement des fonds propres pour les investissements suivants, accélérant le rythme de croissance. A titre d'illustration, les nouvelles cogénérations de gaz de mine sont financées à 85-95% par emprunt bancaire sans recours, tandis que pour les futures unités de bio-GNL en Norvège ce ratio devrait atteindre 70-80%.

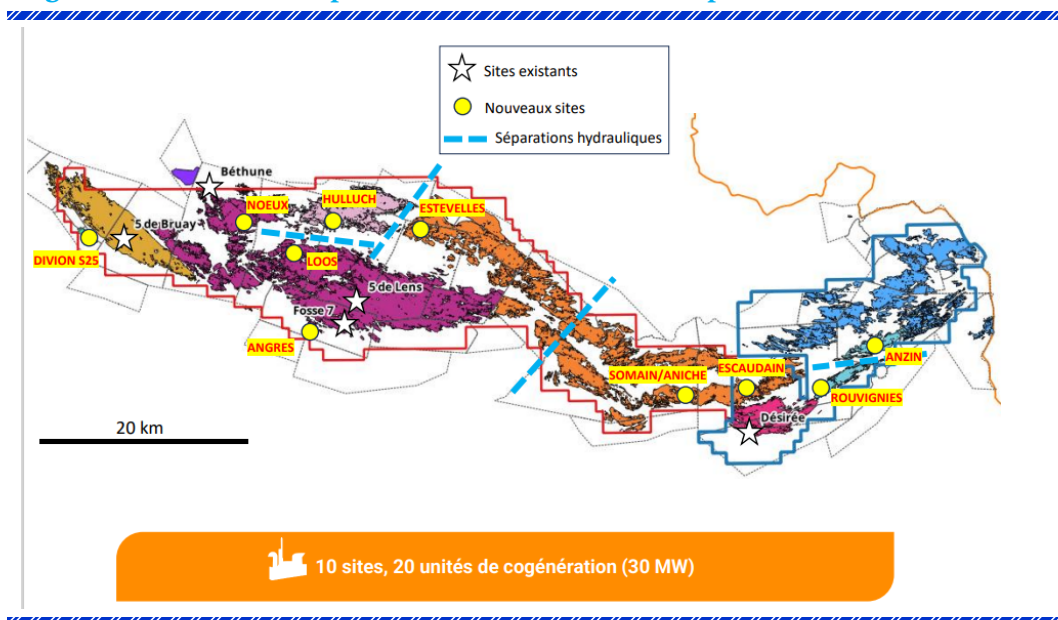
La situation financière reste solide avec un levier maîtrisé : la dette corporate n'est que de 21 M€, l'essentiel de l'endettement étant logé dans les entités projet sans recours (chaque actif opérationnel étant financé de manière autonome, adossé à ses propres flux de trésorerie), ce qui préserve la flexibilité financière en cas d'imprévu. Au 30 juin 2025, FDE disposait de 62,6 M€ de trésorerie pour un endettement financier net limité à 62,4 M€, et ce malgré l'accélération des investissements sur l'exercice (20,3 M€ de Capex en FY25, acquisition d'Alltec pour 2,4 M€, et un programme de rachat d'actions de 1,1 M€). Le coût moyen de la dette reste contenu à 5,17%, témoignant de la capacité de FDE à sécuriser des financements compétitifs, notamment via des instruments verts ou à impact.

Bien que les projets en développement présentent encore un **profil de risque élevé**, celui-ci est appelé à **diminuer à mesure que les premières unités entreront en service** dans chaque filière (biogaz, bio-CO₂, hydrogène vert). Cette **montée en maturité opérationnelle** devrait progressivement **renforcer la confiance des financeurs et partenaires**, en **réduisant la prime de risque** associée et en **facilitant l'accès à de nouveaux financements** dans des conditions plus favorables. Dans ce contexte, les **taux d'actualisation retenus** dans les modèles de valorisation - bien que situés dans une fourchette modérée - se justifient par la **capacité démontrée de FDE à structurer efficacement son capital**. Le recours à des **instruments ciblés** (dette verte, prêts ESG, subventions publiques, partenariats industriels) permet au groupe de **contenir son coût moyen pondéré du capital**. Cette **discipline financière**, combinée à une **meilleure visibilité sur les flux futurs**, soutient une **approche de valorisation cohérente** avec la trajectoire engagée.

Gaz de mine : un relais de croissance réactif

L'activité de cogénération en France et en Belgique entre dans un cycle vertueux de croissance, soutenu par l'accord conclu début janvier 2026 donnant accès à 18 sites AMM supplémentaires.

Fig. : Les nouveaux sites permettront d'adresser la compartimentation du bassin



Source : FDE, TP ICAP Midcap

Le pipeline ferme de déploiement prévoit la mise en route de **4 nouvelles unités de cogénération d'ici la fin du T3 de l'exercice FY26**, suivie de **16 unités supplémentaires sur FY27 et FY28**. À cet horizon, les **20 unités opérationnelles devraient permettre un doublement du CA**. Cette montée en puissance s'accompagnerait d'une **réduction mécanique de la volatilité des revenus**, dans la mesure où **toute l'électricité produite sera valorisée sous contrat d'obligation d'achat (OA)**, offrant ainsi **une visibilité accrue sur les flux futurs**.

L'impact sur la rentabilité est également notable dans le sens où à pleine capacité, ce parc additionnel devrait générer un **surplus d'EBITDA de l'ordre de 12 M€**, renforçant la capacité de FDE à **autofinancer ses projets et à optimiser son levier financier**. Cette **trajectoire de croissance prévisible** constitue un **fort levier de création de valeur**.

Chaque unité de cogénération nécessite un **Capex unitaire de 2,5 M€**, pour un **CA annuel récurrent estimé à 0,9 M€**, avec une **marge d'EBITDA cible de 70%** et un **ROI inférieur à 4 ans**, ce qui en fait un **actif particulièrement rentable et immédiatement relutif**. Le programme global, qui prévoit le **déploiement de 52 unités d'ici 2030**, représente un **effort de Capex total de 130 M€**, intégralement adossé à des **contrats de vente d'électricité sous OA à un tarif garanti de 80 € (+inflation)/MWh** (soit un niveau largement supérieur au **point mort opérationnel estimé à 20€/MWh**).

Cette **sécurisation tarifaire** constitue un **puissant levier de bancabilité**, renforçant la capacité du groupe à **mobiliser de la dette à des conditions attractives**. Historiquement, les contrats OA ont été signés avec **EDF**, mais des discussions seraient également en cours avec d'autres contreparties de premier plan telles qu'**Engie ou TotalEnergies**, témoignant de **l'attractivité du modèle et de la qualité des actifs développés**.

Nos prévisions de CA et de nombre de cogénérations installées sont résumées dans ce tableau :

	06/21	06/22	06/23	06/24	06/25	06/26	06/27	06/28	06/29	06/30	06/31	06/32	06/33	06/34	06/35
installed capacity	15.0	19.5	22.5	22.5	25.5	31.5	37.5	51.0	64.5	76.5	88.5	100.5	100.5	100.5	100.5
nbr cumulated cogenerations	10	13	15	15	15	19	25	34	43	51	59	67	67	67	67
.. + new cogenerations		3	2	-	-	4	6	9	9	8	8	8	-	-	-
o/w France	8	8	10	10	10	14	20	29	38	46	54	62	62	62	62
feed in tarif (Obligation d'achat)	8	8	4	4	4	8	14	23	32	40	48	56	56	56	56
PPA	-	-	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
o/w Belgium	2	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
revenues France	5.6	6.0	13.9	14.2	7.4	6.5	14.5	21.6	28.7	34.9	41.1	47.3	48.7	50.2	51.7
revenues Belgium	1.0	6.9	11.0	7.7	5.5	4.5	4.7	5.0	5.2	5.5	5.7	6.0	6.3	6.6	7.0
total revenues	6.5	12.9	24.9	21.9	12.9	11.0	19.2	26.6	33.9	40.4	46.8	53.3	55.1	56.8	58.7

S'agissant du gaz, FDE a subi plusieurs trimestres de **contraintes d'injection liées à la conversion nationale du réseau français du gaz «B» vers le gaz «H»**. Cette opération a provoqué des **coupures répétées**, ralentissant l'activité sur une période prolongée. La **transition est désormais achevée** et **ne constitue plus un frein opérationnel**. Un litige avec Natran (ex-GRTgaz) reste en cours concernant les périodes durant lesquelles l'injection était impossible. Le **préjudice, estimé à près de 10 M€, a été reconnu par la Commission de régulation**, et le dossier est actuellement **instruit devant le tribunal de commerce**.

Nous avons **isolé la modélisation liée à l'exécution du plan de mise en service des nouvelles unités de cogénération**, tel qu'envisagé par le groupe et rendu possible grâce à l'accord signé avec l'État permettant l'accès à 18 sites de gaz de mine. Cette composante, prise indépendamment du reste des activités, couvre une **grande partie de la capitalisation boursière actuelle du groupe**. Sur la base d'un **modèle DCF**, nous obtenons ainsi une **valorisation de 27,6 € par action**.

	juin-26	juin-27	juin-28	juin-29	juin-30	juin-31	juin-32	juin-33	juin-34	juin-35
# cumulated cogenerations	1	10	19	28	36	44	52	52	52	52
# new cogenerations	4	6	9	9	8	8	8			
Sales, MEUR	1.0	9.0	17.1	25.2	32.4	39.6	40.6	41.6	42.6	43.7
% chg			90%	47.4%	28.6%	2.5%	2.5%	2.5%	2.5%	2.5%
Operating profit	-0.8	2.0	3.7	5.3	6.8	8.2	8.5	10.2	13.0	17.0
as a % of sales	-83.3%	22.3%	21.4%	21.1%	20.9%	20.8%	20.9%	24.6%	30.4%	38.9%
Theoretical tax rate	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%
Theoretical tax	-0.2	0.5	0.9	1.3	1.7	2.1	2.1	2.6	3.2	4.3
NOPAT	-0.6	1.5	2.7	4.0	5.1	6.2	6.4	7.7	9.7	12.8
Depreciation	1.5	4.0	7.8	11.5	14.8	18.2	18.6	17.5	15.5	12.2
as a % of sales	150.0%	44.4%	45.3%	45.6%	45.8%	45.9%	45.8%	42.1%	36.3%	27.8%
Capex	9.0	15.0	22.5	22.5	20.0	20.0	2.6	2.6	2.6	2.6
as a % of sales	900%	167%	132%	89%	62%	51%	6.4%	6.2%	6.1%	5.9%
Change in WCR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Free cash flows	-8.1	-9.5	-12.0	-7.0	-0.1	4.4	22.4	22.6	22.6	22.3
Discounted FCF	-7.9	-8.5	-9.9	-5.4	-0.1	2.8	13.4	12.4	11.5	10.4
Sum of discounted FCF	30.4						Risk-free interest rate			3.5%
Terminal value	174.8						Equity risk premium			7.0%
Enterprise value	205.2						Beta			1.75
Fair value of associates	0						Return expected on equity			15.8%
Net debt	65	7.9	12.1	16.7	15.4	12.7	Interest rate on debt			5.5%
Equity value	140						Tax rate			25%
Diluted # shares (m)	5.1						Sales growth rate to perpet			2.5%
Valuation per share €	27.6						WACC			8.5%

¹ Le gaz B, pauvre en énergie et issu principalement du gisement de Groningue, alimente ~10% des consommateurs dans les Hauts-de-France. Sa disparition en 2029 impose la conversion progressive des réseaux vers le gaz H, plus riche en énergie. Les travaux de NaTran pour adapter et sécuriser le réseau avaient réduit les capacités d'injection pour FDE.

Un modèle bio-GNL plutôt bien adapté au marché norvégien

Sur l'ensemble du pipeline, nous retenons uniquement les **trois projets les plus avancés en Norvège** – Halså, Stavanger et Alver – pour une capacité cumulée d'environ **360 GWh**. Pour ces projets, **intrants, offtakes et terrains sont déjà sécurisés**. FDE mène par ailleurs des négociations avancées avec un off-taker européen de premier plan, conforme aux critères stricts du groupe en matière de risque de contrepartie. L'engagement porte initialement sur la première unité, mais ce partenaire pourrait étendre son support aux trois projets Bio-GNL/Bio-GNL. Sur le **bio-CO₂**, FDE échange avec des acteurs industriels de premier rang – **Linde, Air Liquide, Nippon Gaz** – illustrant l'intérêt croissant pour ce segment.



Le **contexte norvégien est particulièrement favorable** à ce modèle de bio-GNL : le pays a une faible densité de population et **pas de réseau de gaz terrestre étendu**, ce qui rend l'injection de biogaz peu viable économiquement. Dans ce contexte le transport du gaz sous forme liquide (par camions ou navires) s'impose donc comme solution pragmatique. La technologie Cryo Pur, qui purifie et liquéfie le biogaz, **s'intègre parfaitement** dans ce schéma où le bio-GNL est plus pertinent qu'une injection locale.

Chaque projet sera financé via un **véhicule dédié (SPV)** combinant subventions publiques, dette (financements verts) et capitaux propres. FDE applique une **standardisation industrielle** rigoureuse (modules conteneurisés préassemblés, contrôles unifiés), afin de **réduire la complexité et les risques** et d'accélérer le déploiement simultané de ces sites. D'après nos hypothèses, **chaque site nécessitera environ 40 M€ de CAPEX bruts** et pourrait générer près de **15 M€ de revenus annuels** (dont 13 M€ en bio-GNL et 2 M€ en bio-CO₂), avec une **marge d'EBITDA de 50% dès la première année** d'exploitation. Les opex, incluant les intrants (3.3 M€), l'électricité (1.4M€) et la maintenance (1.3 M€), s'élèvent à environ 6 M€, auxquels nous avons ajouté des coûts de structure (3% du CA).

Le **calendrier prévisionnel** a été ajusté : **Halså** devient le premier site qui sera mis en service (ses permis ont été obtenus plus rapidement que prévu, et 0,55 M€ de dépenses ont déjà été engagées en études et travaux préliminaires), tandis que **Stavanger** (initialement prioritaire) subit un retard administratif. Halså ciblera une production d'environ **120 GWh/an** (incluant 14,2 kt de bio-CO₂ et 165 kt de biofertilisants), ce qui en ferait l'une des plus grandes installations du pays. Sur ce site, le **terrain est sécurisé, 50% des approvisionnements garantis, les permis obtenus et la construction lancée**, avec les principaux équipements déjà commandés. L'objectif est d'être prêt à démarrer l'assemblage de l'unité de biogaz d'ici **mi 2027**.

FDE bénéficie par ailleurs d'un **retour d'expérience** solide avec Cryo Pur (2 unités industrielles opérationnelles depuis 2018 et 2022). À titre de comparaison, l'unité construite pour Renevo représentait environ **un tiers de la capacité** d'Halså.

Sur ce marché de gré à gré, FDE est en phase finale de négociation avec un **off-taker européen de 1^{er} plan**, autour d'un pricing supérieur à **100€/MWh**. Le marché bénéficie d'un **premium vert élevé**, porté par les exigences RED² III et la pénurie de gaz renouvelable. Sur le **bio-CO₂**, les discussions impliquent des industriels actifs comme **Linde, Air Liquide et Nippon Gas**, dans un marché encore peu structuré où la demande dépasse largement l'offre.

Au global, FDE prévoit **3 installations supplémentaires** déployées sur les **2 à 3 prochaines années**, dans un environnement réglementaire et contractuel favorable. Notre valorisation par DCF aboutit à 18.9€ par action de l'ensemble des 3 projets.

			juin-25	juin-26	juin-27	juin-28	juin-29	juin-30	juin-31	juin-32	juin-33	juin-34	juin-35
Sales	Capacity: GWh/year	COD		7.5	42.6	43.7	44.8	45.9	47.1	48.2	49.4	50.7	
HALSA - Norway	120	S1 2027		7.5	15.0	15.4	15.8	16.2	16.6	17.0	17.4	17.8	
STAVENGER - Norway	101	S2 2027			12.6	12.9	13.3	13.6	13.9	14.3	14.6	15.0	
BERGEN / Alver - Norway	120	Q4 2027			15.0	15.4	15.8	16.2	16.6	17.0	17.4	17.8	
EBITDA				2.3	18.1	21.8	23.5	25.2	25.9	26.5	27.2	27.9	
EBITDA margin				30.0%	42.5%	50.0%	52.5%	55.0%	55.0%	55.0%	55.0%	55.0%	
EBIT				-7.4	8.4	12.1	13.6	15.3	15.8	16.4	16.9	17.5	
EBIT margin				-98.1%	19.7%	27.6%	30.4%	33.3%	33.6%	33.9%	34.3%	34.6%	
Theoretical tax rate			25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	
Theoretical tax			0.0	-1.8	2.1	3.0	3.4	3.8	4.0	1.5%	4.2	4.4	
NOPAT				-5.5	6.3	9.0	10.2	11.5	11.9	16.4	12.7	13.1	
Depreciation			5.2	9.6	9.7	9.8	9.9	10.0	10.1	10.2	10.2	10.3	
as a % of sales				128.1%	22.8%	22.4%	22.1%	21.7%	21.4%	21.1%	20.7%	20.4%	
Capex		7.9	49.8	41.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	
HALSA - Norway				29.9	3.3								
STAVENGER - Norway			7.9	19.9	5.4								
BERGEN / Alver - Norway					33.2								
WCR			0.0	0.5	2.6	2.6	2.7	2.8	2.8	2.9	3.0	3.0	
as a % of sales			7%	7%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	
Change in WCR			0.0	0.4	2.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	
Free cash flows			-44.6	-38.2	13.1	17.9	19.2	20.5	21.0	25.6	22.0	22.5	
Discounted free cash flows			-43.2	-33.7	10.5	13.0	12.7	12.4	11.5	12.8	10.0	9.3	
Sum of discounted FCF	49.9						Risk-free interest rate		3.5%	equity		15%	
Terminal value	128.2						Equity risk premium		7.0%	debt		68%	
Enterprise value	178.1						project risk premium		4.0%	subsidies Norway		17%	
Net debt	57.9	32.8	25.1						Beta		2.00		
Fair value of minorities	24.0	*(20%)*					Return expected on equi		21.5%				
Equity value	96.1						Interest rate on debt		5.5%	Sales growth rate to pe		2.5%	
Diluted nbr of shares (m)	5.1						Tax rate		25.0%				
Valuation per share (EUR)	18.9						WACC		10%				

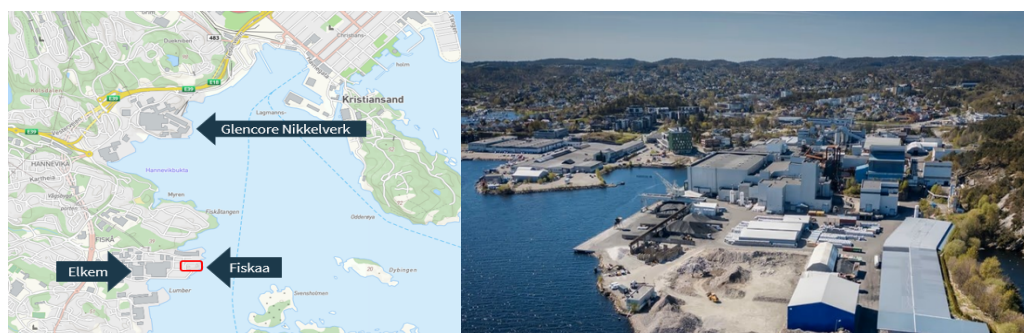
² Effet réglementaire très marqué, avec l'obligation pour les distributeurs d'intégrer un pourcentage minimum de gaz renouvelable dans leurs stations (directive RED IV). Historiquement, sous RED II, l'Allemagne était le marché le plus rémunérateur (ex. Shell). La directive RED III a depuis harmonisé les métriques d'émissions évitées, réduisant les écarts entre pays.

Hydrogène vert - un projet industrialisable

FDE développe en parallèle en Norvège un **projet d'hydrogène vert** appelé à devenir le **1^{er} du pays mis en production**, avec environ **8 tonnes produites attendues par jour**. La **localisation stratégique** (un port en eau profonde) offre un **accès direct à la mer**, une **proximité logistique optimale** et l'appui de **subventions étatiques**. Le **pipeline commercial associé** continue de **s'élargir**.

La **phase 1 repose sur 20 MW**, extensible à **60 MW**. Le **CAPEX est révisé à 38 M€**, grâce à l'intégration d'**Alltec**, qui apporte un **savoir-faire local en génie industriel et cryogénie**. FDE vise désormais **des revenus supérieurs aux hypothèses initiales** (20 M€/an vs 15-16 M€ précédemment) et une **marge opérationnelle renforcée**.

La **demande naturelle** provient du **transport lourd**, du **maritime** et des **corridors logistiques nord-européens**, où la **consommation d'hydrogène comprimé (350 bar)** est déjà anticipée.



L'avancement opérationnel est important : **électrolyseurs livrés en avril 2026**, **compresseurs en cours de fabrication**, **terrassements finalisés**, **zone de ravitaillement en construction**. Les **offtakes (contrats d'approvisionnement)** sont en **négociation avancée**, avec des discussions portant sur le **risque de contrepartie**, la **visibilité sur la phase 2** (d'une capacité doublée par rapport à la phase 1, soit +40 MW) et le **profil des clients finaux** (industriels en conversion H₂, transporteurs transfrontaliers).

Le **marché mondial de l'hydrogène est dominé par le gris (100 Md€)**. Le **potentiel de substitution pour l'hydrogène vert** reste important, notamment dans les **raffineries**, certains **procédés industriels** et les **corridors logistiques soutenus par subventions** (Norvège, Pays-Bas, Allemagne, Suède). Certains acteurs envisagent de **contracter l'intégralité des volumes de la phase 2**, réduisant ainsi le **risque commercial**. La **dynamique norvégienne est portée par une demande structurelle** : le **maritime bascule vers des solutions zéro émission**, plusieurs acteurs ont déjà **commandé moteurs, navires ou systèmes H₂**, l'électrique pur restant limité par des **contraintes techniques**, ce qui renforce l'attrait des **solutions dual fuel**.

FDE **privilégie des clients solides**, quitte à accepter un prix légèrement inférieur, l'objectif étant triple notamment **renforcer la bancabilité**, **stabiliser les flux de trésorerie** et **limiter le risque industriel** lors de la montée en échelle.

Certains prospects souhaitent disposer d'**hydrogène liquéfié**, et sont prêts à payer une **prime de 3-4€/kg**. FDE reste cependant **prudente** sur plusieurs points : la **liquéfaction impose des températures très basses** et des **équipements complexes**, avec un **risque technique élevé** si cette étape coïncide avec un changement d'échelle. Le groupe maintient donc pour l'instant une **stratégie centrée sur l'hydrogène comprimé à 350 bar**, domaine qu'il maîtrise.

Compte tenu du fait que le **marché de l'hydrogène reste OTC et non standardisé**, FDE envisage **plusieurs modèles économiques** selon les besoins des clients :

- **Fourniture clé en main** (incluant compression, logistique et livraison à prix fixe).
- **Contrats de type « take-or-pay »** (notamment pour les corridors, pouvant porter sur la totalité de la phase 2).
- **Prestation de conversion** (le client fournit sa propre électricité et FDE facture la conversion au MWh traité).

Dans tous les cas, le groupe veille à **adosser l'approvisionnement électrique à la durée des contrats hydrogène**, afin de **stabiliser les coûts et les marges** sur le long terme.

Les résultats de notre valorisation par la méthode de DCF des projets Agder phase 1 et 2 sont affichés dans les 2 tableaux qui suivent. Notons que dans notre valorisation nous ne retenons que la phase 1, aujourd'hui en cours de construction et attendue pour fin 2026.

			juin-26	juin-27	juin-28	juin-29	juin-30	juin-31	juin-32	juin-33	juin-34	juin-35
Sales	capacity	COD			13.3	20.0	21.0	21.8	22.5	23.2	23.9	24.5
AGDER phase 1	85	GWh/y	2,027		13.3	20.0	21.0	21.8	22.5	23.2	23.9	24.5
% chg						50.0%	5.0%	3.6%	3.4%	3.3%	2.7%	2.6%
EBITDA				0.0	4.0	7.5	9.5	10.3	11.2	11.6	11.9	12.2
EBITDA Margin				25%	30%	37.5%	45.0%	47.5%	50.0%	50%	50%	50%
EBIT					0.1	3.6	5.4	6.2	7.1	7.4	7.6	7.9
EBIT margin					1.0%	17.8%	25.9%	28.7%	31.5%	31.8%	32.0%	32.1%
NOPAT				0.0	0.1	2.7	4.1	4.7	5.3	5.5	5.7	5.9
Depreciation			3.0	3.8	3.9	3.9	4.0	4.1	4.2	4.2	4.3	4.4
as a % of sales					29.0%	19.7%	19.1%	18.8%	18.5%	18.2%	18.0%	17.9%
Capex			21.3	5.3	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
AGDER phase 1			21.3	5.3								
as a % of sales			0.0%	0.0%	29.0%	2.5%	2.4%	2.3%	2.2%	2.2%	2.1%	2.0%
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			-18.2	-1.5	3.5	6.1	7.6	8.3	9.0	9.3	9.5	9.8
Discounted free cash flows			-17.7	-1.3	2.8	4.4	5.0	4.9	4.8	4.5	4.2	3.9
Sum of discounted FCF	29.90								3.5%			
Terminal value	51.21								7.0%		equity	10%
Enterprise value	81.11								4.0%		debt	60%
Net debt	15.2		12.4	2.8					2.0		subsidies	30%
Equity value before minority interests	65.94								Return expected on equity	21.5%		
Fair value minority interests	25.12	*(38.1%)*							Interest rate on debt	5.5%		
Equity value	40.8								WACC	10.2%		
Valuation per share (EUR)	5.1											
Valuation per share (EUR)	8.0								Sales growth rate to perpetuity	2.5%		

	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											
AGDER phase 1	85	GWh/y	2,027			13.3	26.7	61.0	63.4	65.4	67.5	69.4	71.3	73.0
AGDER phase 2	170	GWh/y	2,029				6.7	40.0	41.6	42.9	44.3	45.5	46.8	47.9
% chg							100.0%	128.8%	3.9%	3.3%	3.2%	2.8%	2.7%	2.5%
EBITDA						4.0	9.2	21.5	25.9	30.6	32.7	34.7	35.6	36.5
EBITDA AGDER 1						4.0	7.5	9.5	10.3	11.2	11.6	11.9	12.2	12.5
EBITDA AGDER 2							1.7	12.0	15.6	19.3	21.0	22.8	23.4	24.0
EBITDA Margin						30.0%	34.4%	35.2%	40.9%	46.7%	48.4%	50.0%	50.0%	50.0%
EBITDA Margin AGDER 1					25%	30.0%	37.5%	45.0%	47.5%	50.0%	50.0%	50.0%	50.0%	50.0%
EBITDA Margin AGDER 2							25.0%	30.0%	37.5%	45.0%	47.5%	50.0%	50.0%	50.0%
EBIT					-3.3	-201.0%	-87.1%	1128.9%	1564.8%	2015.7%	2213.0%	2404.7%	2484.8%	2561.5%
EBIT margin					-15.1%	-3.3%	18.5%	24.7%	30.8%	32.8%	34.6%	34.9%	35.1%	
NOPAT					-2.5	-1.5	-0.7	8.5	11.7	15.1	16.6	18.0	18.6	19.2
Depreciation				2.6	3.3	6.0	10.0	10.2	10.3	10.4	10.5	10.7	10.8	10.9
as a % of sales						45.1%	37.6%	16.7%	16.2%	15.9%	15.6%	15.4%	15.1%	14.9%
Capex				21.3	5.3	21.8	32.4	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
AGDER phase 1				21.3	5.3									
AGDER phase 2						21.3	31.9							
as a % of sales				0.0%	0.0%	45.1%	121.6%	1.6%	1.6%	1.5%	1.5%	1.4%	1.4%	1.4%
Change in WCR				0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Free cash flows				-18.6	-4.5	-17.3	-23.0	17.6	21.0	24.5	26.1	27.7	28.4	29.1
Discounted free cash flows				-18.0	-3.9	-13.8	-16.7	11.6	12.5	13.3	12.8	12.3	11.5	10.7
Sum of discounted FCF	40.7													
Terminal value	138.4													
Enterprise value	179.1													
Net debt	39.7			12.4	2.8	10.4	14.1							
Equity value before minorities	139.4													
o/w AGDER phase 1	65.9													
o/w AGDER phase 2	73.5													
Fair value minority interests	53.1													
o/w AGDER phase 1	25.1													
o/w AGDER phase 2	28.0													
total Equity value AGDER projects	86.3													
Diluted nbr of shares (m)	5.1													
Valuation per share (EUR)	17.0													
o/w AGDER phase 1	8.0													
o/w AGDER phase 2	8.9													

Risk-free interest rate

3.5%

Equity risk premium

7.0%

project risk premium

4.0%

Beta

2.0

Return expected on equity

21.5%

Interest rate on debt

5.5%

WACC

10.2%

Sales growth rate to perpetuity

2.5%

equity

10%

debt

60%

subsidies

30%

Valorisation : OC réhaussé à 60€ par action (vs 55€)

La valorisation actuelle de l'activité d'H₂ natif reste essentiellement optionnelle. Notre modèle n'attribue aucune valeur à ce projet, compte tenu de son stade précoce. Toute avancée technique positive en Lorraine constituerait donc un bonus important, non intégré dans les valorisations actuelles, et pourrait entraîner un rerating significatif du titre.

De même, le **potentiel associé au partenariat avec CEMEX demeure sous-estimé** dans notre scénario. L'**accord actuel ne couvre qu'une partie du déploiement envisageable** de la technologie Cryo Pur au sein de ses **18 usines européennes**. Chaque annonce d'ajout de nouvelles unités de **capture** représente ainsi **un catalyseur supplémentaire**, susceptible d'alimenter une **hausse progressive de la valorisation**. Avec une **technologie éprouvée** et un **marché industriel de plusieurs milliards d'euros**, le groupe dispose de **leviers de création de valeur importants** à mesure que le partenariat se concrétise et s'étend.

Nous avons également **retenu uniquement les projets à un stade jugé avancé**, limitant notre scénario à **trois unités Cryo Pur et au projet Agder 1**. La **phase 2 d'Agder n'a pas été intégrée à ce stade** : nous attendons **l'acquisition des électrolyseurs** pour pouvoir l'inclure dans notre trajectoire, compte tenu de **l'incertitude encore élevée sur le calendrier et la configuration finale du projet**.

[illegible]

Hydrogène natif mise en lumière lors de notre table ronde

La table ronde que nous avons organisée le **16 décembre 2025** sur l'hydrogène natif a mis en évidence le potentiel de cette ressource à travers trois points de vue complémentaires : **scientifique** avec Jacques Pironon (CNRS), **opérationnel** avec Yann Fouant (FDE), **investisseur** avec Gaëtan Bonhomme (Breakthrough Energy Ventures). L'ensemble converge vers une même conclusion : **une nouvelle ressource énergétique pourrait émerger**, avec des caractéristiques uniques, un **projet pilote déjà lancé en Lorraine**, et un **profil économique attractif**.

L'histoire commence avec l'intuition de **Julien Moulin**, convaincu que le sous-sol lorrain recelait des ressources encore inexploitées. Cette conviction a conduit à un partenariat avec l'Université de Lorraine, fédérant chercheurs, industriels et acteurs régionaux autour du programme **Regalor**. Au cœur de ce programme : la mise en évidence d'un **hydrogène naturel dissous dans l'eau**, présent à plusieurs milliers de mètres de profondeur. Les analyses réalisées ont confirmé des **concentrations jusqu'à 22% d'hydrogène dissous à 1300 mètres**, révélant un potentiel significatif. Il s'agit d'une ressource **rare, locale et propre**, dont les propriétés ouvrent de nouvelles perspectives pour la transition énergétique.

Perspective scientifique : potentiel géologique unique

Une ressource longtemps sous-estimée

Pendant des décennies, l'hydrogène a été considéré comme inexistant à l'état naturel en quantités exploitables. Extrêmement abondant dans l'univers mais rarement libre dans la croûte terrestre, il se combine facilement (eau, hydrocarbures) et migre rapidement, ce qui rendait sa capture très incertaine. On le classait donc comme un **vecteur énergétique**, et non comme une **source primaire**. Depuis **2023**, ce paradigme évolue : la littérature scientifique reconnaît désormais l'existence de **gisements d'hydrogène naturel** — désormais désigné *hydrogène blanc*. Surtout, ce gaz pourrait être **renouvelable in situ** : les réactions géochimiques qui le produisent se poursuivent tant que les réactifs (eau, minéraux ferreux, chaleur) subsistent. Autrement dit, à mesure qu'il est extrait, **de l'hydrogène nouveau se reforme**.

La découverte lorraine : un résultat inattendu du programme REGALOR

Entre **2017 et 2023**, FDE et le laboratoire GeoRessources (CNRS) ont mené plusieurs forages exploratoires (900 à 1 350 m) dans le cadre du programme **REGALOR I**, initialement orienté vers le gaz de houille. À Folschviller, les analyses ont révélé la présence d'**hydrogène dissous**, faisant de FDE **la première entreprise européenne** à identifier de l'hydrogène natif en forage (dès 2023). Ce résultat, totalement inattendu, a ouvert la voie à une nouvelle compréhension du sous-sol lorrain, où des taux pouvant atteindre **22 % d'hydrogène dissous à 1 300 m** ont été confirmés.

Quels processus génèrent de l'HYDROGÈNE natif ?

Dans le monde, plusieurs mécanismes sont connus :

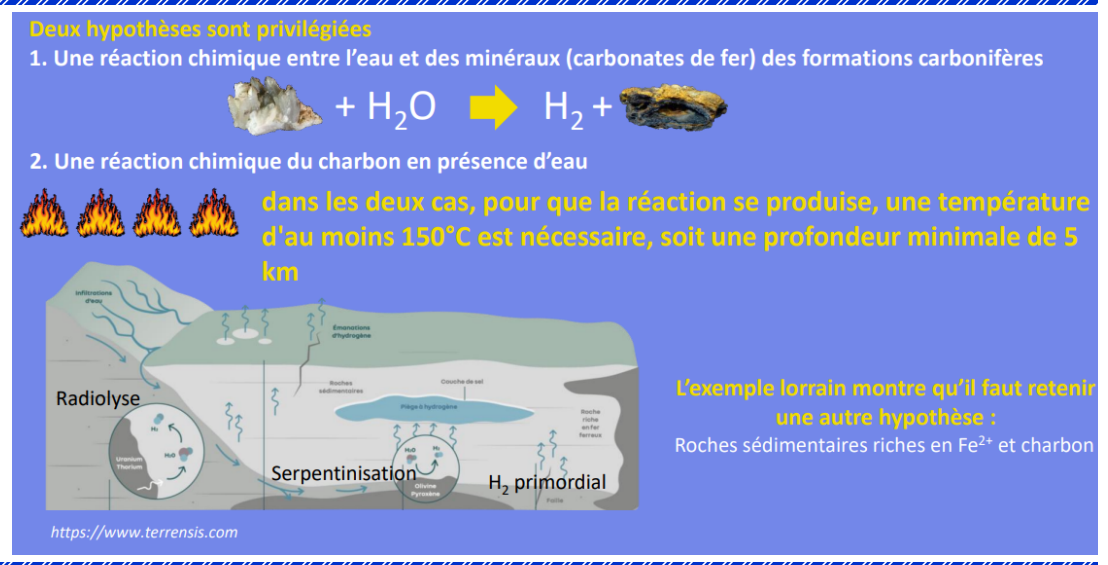
- **Serpentinisation** — interaction eau / roches ultrabasiques profondes (riches en fer), libérant de l'hydrogène.
- **Radiolyse** — dissociation de l'eau par radioactivité naturelle (uranium, thorium) dans les roches granitiques.

Le **bassin lorrain**, de nature sédimentaire carbonifère, suit un autre schéma. Deux réactions probables opèrent vers **5 km de profondeur** (à température de 150 °C) :

- **Réaction eau + minéraux ferreux** : les carbonates de fer présents dans les couches de charbon se réduisent au contact de l'eau et libèrent de l'hydrogène.
- **Gazéification naturelle du charbon** : la matière carbonée produit de l'hydrogène en présence d'eau et de chaleur.

Ces mécanismes expliquent la coexistence d'hydrogène et de méthane dans les veines de charbon. Leur caractère **continu et durable** suggère une ressource renouvelée à l'échelle géologique, donc potentiellement exploitable sur le long terme.

Fig. : Le mécanisme de formation de l'HYDROGÈNE



Source : FDE, TP ICAP Midcap

Un outil de mesure qui change la donne : la sonde SysMoG

Lors de la table ronde du **16 décembre 2025**, Jacques Pironon a présenté la **sonde SysMoG**, instrument unique au monde développé avec Solexperts et breveté.

- Membrane semi-perméable laissant passer uniquement **les gaz dissous** (H₂, CH₄...).
- Déploiement **direct en fond de forage**, sans pompage d'eau.
- **Analyse en temps réel** lors de la remontée du gaz.

Cette technologie résout un obstacle majeur : avec les méthodes classiques, l'hydrogène s'échappait ou réagissait avant analyse. SysMoG fournit, elle, une **signature gaz unique fiable** mesurée en profondeur. Grâce à cet outil, FDE a pu **mettre en évidence ce qu'aucune mesure de surface ne révélait**.

Fig. : Un nouvel outil unique au monde pour la mesure des gaz en forage



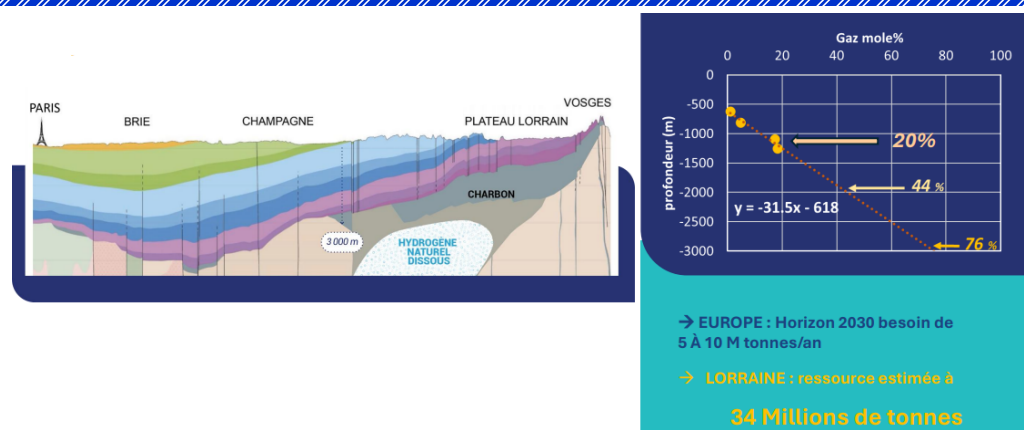
Quelle ressource en Lorraine ? Premier ordre de grandeur

Sur la base des mesures réalisées ($\approx 1\%$ d'hydrogène dans les gaz dissous, le reste étant principalement du méthane), les chercheurs ont réalisé une extrapolation prudente sur : un aquifère houiller de **16 000 km²**, **3 km d'épaisseur**, **$\sim 7\%$ de porosité moyenne**. Cela conduit à une **ressource en place estimée à ~ 34 Mt d'hydrogène dissous**.

Pour situer cet ordre de grandeur :

- 34 Mt représentent **plus de 13 années de la consommation** visée par l'UE à horizon 2030 ($\sim 2,5$ Mt/an d'hydrogène bas-carbone).
- Une étude internationale publiée en 2024 suggère même que **l'énergie stockée sous forme d'HYDROGÈNE naturel dans la croûte pourrait dépasser celle des réserves prouvées de gaz naturel** – un signal fort sur l'ampleur potentielle de cette ressource.

Fig. : Le stock d'HYDROGÈNE naturel sous nos pieds



FDE et le projet REGALOR II en Lorraine

FDE ne vient pas de nulle part sur ce sujet, puisqu'elle valorise déjà le gaz de mine (grisou) pour produire électricité et chaleur en circuit court, et elle connaît finement le sous-sol lorrain. Forte d'archives géologiques complètes (héritées des Charbonnages de France) et de campagnes menées depuis 2006 (**5 puits forés entre 2006 et 2017**), FDE disposait déjà d'**une base de connaissances sans équivalent sur son territoire historique**. Les chercheurs du CNRS ont détecté **les premières traces d'hydrogène natif en 2019-2020 en Lorraine**.

Cette **avance de pionnier** s'appuie sur plusieurs atouts propres à la France :

- **Un cadre réglementaire pour les forages exploratoires** – la France est le **1^{er} pays ayant reconnu l'hydrogène natif dans son Code minier** (loi de 2022 classant l'hydrogène naturel comme substance concessible) ;
- **Un écosystème structuré** (CNRS, Université de Lorraine, BRGM, IFPEN...) ayant uni leurs compétences aux côtés de FDE, fournissant **un socle de données, d'analyses et d'outils propriétaires (voire brevetés)** qui soutient l'avance scientifique du projet ;
- **Une avancée industrielle** dans le sens où **FDE est aujourd'hui la seule entreprise au monde à forer un puits spécifiquement dédié à l'exploration de l'hydrogène naturel dissous dans l'eau**.

Cinq PER d'exploration d'hydrogène naturel ont été attribués en France (dont les Trois-Évêchés de FDE, plus 2 portés par TBH2 et 2 par le tandem 45-8 Energy / Storengy, tous en Nouvelle-Aquitaine). Au moins **3 autres demandes sont en file d'attente d'instruction** (Sudmine x2, G&OL), reflétant l'engouement récent pour l'hydrogène naturel et son **potentiel stratégique**. À ce jour, **aucun permis n'est encore entré en phase d'exploitation** : ces titres permettent de mener des études géologiques et des forages exploratoires, préalables à une éventuelle concession d'exploitation.

REGALOR II : programme de recherche 2025-2028

Après le succès de la phase initiale (**REGALOR I, 2018-2023**), FDE a lancé en 2025 un nouveau programme pluriannuel baptisé **REGALOR II (2025-2028)**, s'inscrivant dans une logique de **souveraineté énergétique** (transformer une ressource locale en un levier stratégique pour la France et l'Europe). Son objectif est de **confirmer et caractériser le gisement d'hydrogène natif en Lorraine**, et d'**étudier les conditions d'une exploitation viable**.

Concrètement, REGALOR II comporte plusieurs volets :

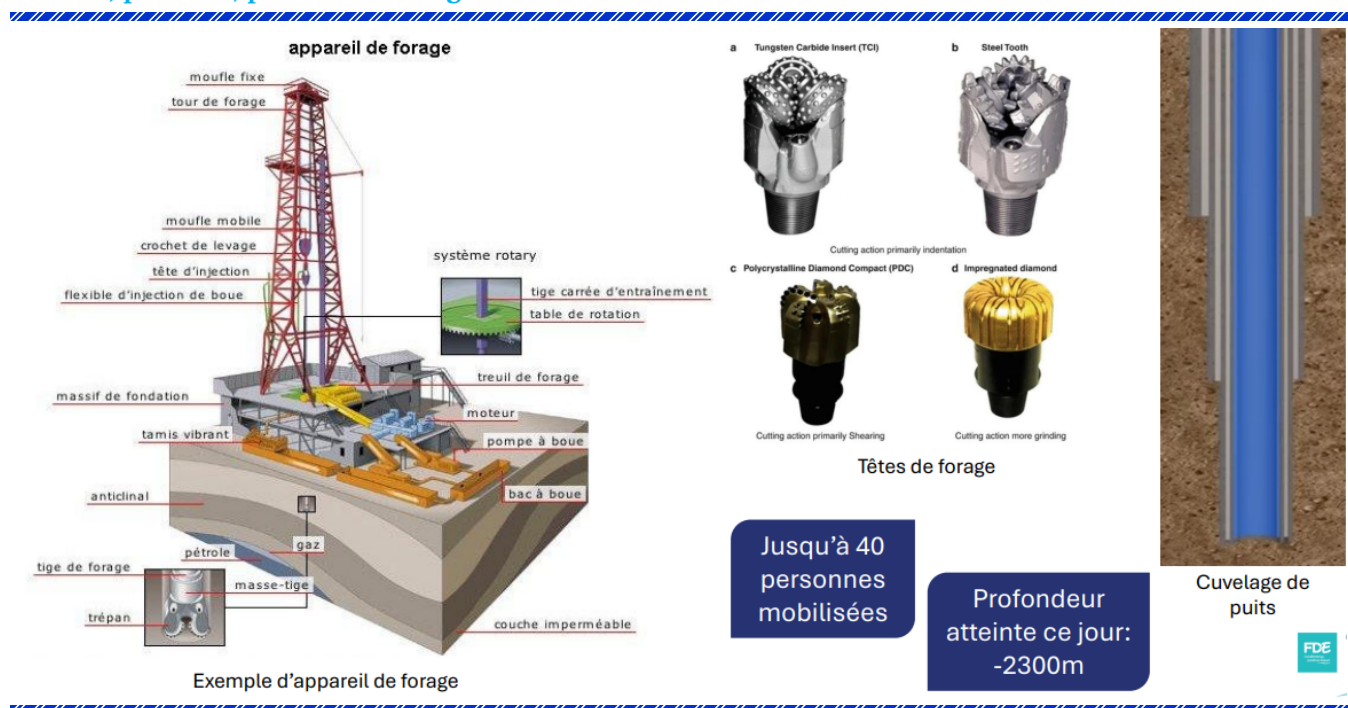
- La **réalisation d'un puits pilote ultra-profond** (4 000 m) dédié à l'hydrogène natif sur un nouveau site (**Pontpierre, Moselle**) – c'est la **1^{ère} fois en Europe qu'un forage aussi profond vise explicitement un réservoir d'hydrogène**.
- Des **études géologiques avancées** et des **modélisations 3D** pour comprendre la genèse et la distribution du gaz dans le sous-sol (**identification des réacteurs souterrains à hydrogène et des pièges où il s'accumule**).
- Le **développement d'une ingénierie d'extraction adaptée** : quelles techniques pour **extraire le mélange hydrogène/méthane** en minimisant l'impact environnemental ? Comment **séparer et transporter l'hydrogène** (réseau de gaz ou camions-remorques/trailers) ?
- La **préparation du cadre réglementaire** pour une éventuelle mise en production.

L'autorisation préfectorale a été obtenue fin 2025 et la foreuse est entrée en action en novembre 2025. Ce **puits vertical atteindrait 4 000 m de profondeur**, traversant l'ensemble des couches visées (du toit du bassin jusqu'au socle rocheux, là où se forment les gaz). Le **forage et la cimentation des tubages devraient prendre environ 3 mois**, soit jusqu'en mars 2026.

Une fois le puits foré, s'ouvrira une **phase cruciale de mesures et tests in situ sur 2 à 3 ans** : FDE et les chercheurs y déploieront **de nouvelles sondes (évolution de SysMoG)** pour **relever la pression**, la **concentration d'hydrogène** à différentes profondeurs, **prélever des échantillons**, etc.

L'objectif sera de **déterminer la teneur en hydrogène dans la roche**, sa **dynamique de renouvellement**, et d'**estimer les volumes extractibles du réservoir**. Ces données permettront d'**affiner la cartographie du gisement** et de **dimensionner un éventuel projet d'exploitation**.

Fig. : Forage vertical de 4 000 m : mis en œuvre de plusieurs outils communément utilisés pour le forage minier, pétrolier, pour l'eau ou la géothermie



Source : FDE, TP ICAP Midcap

Le **budget total du projet s'élève à 14 M€ sur 4 ans** (dont 8 M€ consacrés à l'infrastructure), financé par FDE et ses partenaires industriels, avec un **cofinancement de 8,8 M€ obtenu en subventions européennes et régionales**. L'importance de ce soutien public souligne l'**intérêt stratégique du projet aux yeux des autorités**. Soulignons qu'il est **distinct du projet Trois-Évêchés**, qui couvre **2 254 km²**, le **plus grand périmètre en Europe** (obtenu le 28/01/26 pour 5 ans).

L'élément central de REGALOR II est le **forage d'un puits profond PTH2 à Pontpierre** (à quelques kilomètres de Folschviller), qui **coûte environ 8 M€**. Le management de FDE estime que **les prochains forages seront moins onéreux en termes de coûts, autour de 5 M€**.

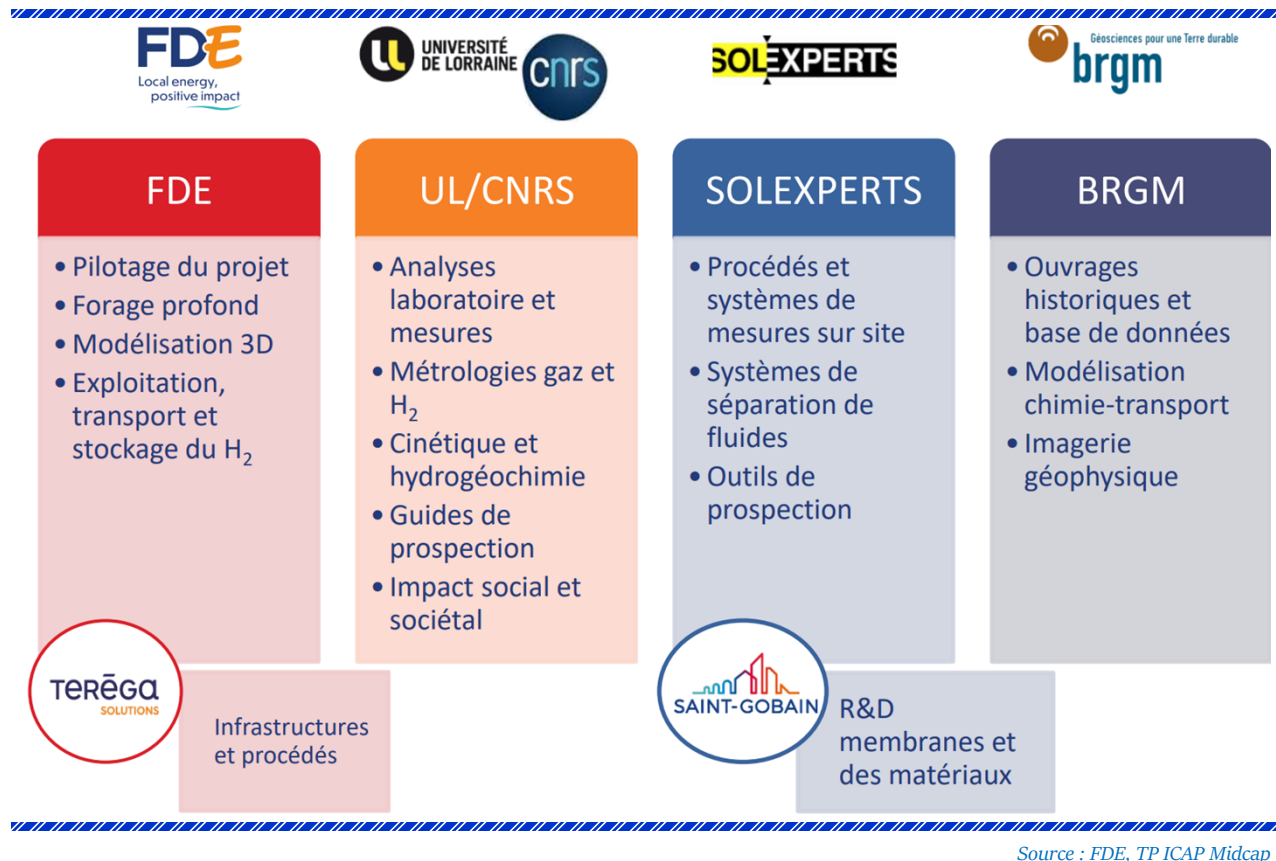
Rappelons que FDE a déjà **foré 4 puits à 1 200 m / 1 300 m**, avec des **teneurs en hydrogène entre 18 % et 22 %**, espérant trouver des **concentrations plus élevées (76 %)** entre **4 000 m et 5 000 m**. Les données sont **collectées en temps réel** grâce au « **logging while drilling** », un système qui **mesure en continu les gaz (H₂, CH₄, CO₂, hélium)** pendant le forage, comme un électrocardiogramme du sous-sol. Ces informations, une fois corrigées, permettront de **convertir les ressources en réserves exploitables**.

Les **premiers résultats sont attendus d'ici 12 à 24 mois**, ce qui pourrait déboucher sur une **certification officielle des ressources (et potentiellement des réserves) d'hydrogène du site**. Ce n'est qu'après cette étape – en fonction des résultats – qu'une **décision de mise en production** pourrait être prise, pas avant 2028–2029 dans le meilleur des cas.

Partenaires et innovations

Pour réussir ce projet inédit, FDE s'entoure de plusieurs partenaires spécialisés, couvrant tous les maillons de la chaîne de valeur (de la détection en sous-sol jusqu'à l'utilisation finale).

Fig. : REGALOR II : consortium et partenaires



Source : FDE, TP ICAP Midcap

Saint-Gobain travaille sur de **nouvelles membranes plus résistantes pour les sondes** : le 1^{er} **prototype** (utilisé jusqu'à 3 000 m) devra évoluer pour **fonctionner à 4 000 m**, où **température et pression sont plus élevées**.

La prochaine génération de sonde (**SysMoG Pro**) visera même à **sélectionner préférentiellement l'hydrogène (vs les autres gaz)** et pourrait **rester en continu au fond du puits**, faisant office de **pompe passive pour extraire l'hydrogène dissous sur la durée**.

L'opérateur de réseau **Terega** (gaz) étudie les **solutions de transport et de stockage du gaz extrait**. Le **mélange hydrogène-méthane** pourrait, après **séparation partielle et compression à ~100-200 bars**, être **injecté dans les canalisations régionales** (par exemple le futur pipeline MosaHYc). Techniquement, **une telle intégration ne poserait pas de problème majeur** : l'**hydrogène gazeux se transporte comme le gaz naturel**, quitte à **adapter certains matériaux** et à le **mélanger au CH₄ pour la distribution**.

BRGM apporte son **expertise en imagerie géophysique**, tandis que des sociétés comme **Solexperts** (Suisse) contribuent aux **outils de monitoring souterrain**.

Perspective opérationnelle

Atouts industriels sur le terrain

Du point de vue opérationnel, l'hydrogène natif présente plusieurs atouts en Lorraine :

- 1) **Une demande locale déjà existante** – la Moselle se situe au cœur d'un triangle industriel (France-Allemagne-Luxembourg) abritant aciéries, cimenteries, verreries et sites chimiques très émetteurs de CO₂. Ces industries recherchent des solutions de décarbonation basées sur l'hydrogène. Le projet européen **MosaHYc** vise justement à créer un pipeline hydrogène d'ici 2030 pour relier la Lorraine aux grands industriels de la Sarre. Ce pipeline passera à **moins de 5 km de Folschviller**, offrant à FDE un débouché direct et peu coûteux : le gaz d'H₂ natif pourrait alimenter ces clients tout proches, réduisant les frais de transport. Pour donner un ordre de grandeur : ce réseau est dimensionné pour **50 000 tonnes d'hydrogène par an**, alors que les estimations internes de FDE suggèrent un potentiel largement supérieur.
- 2) **Pas de stockage de surface requis** – l'hydrogène naturel est stocké naturellement sous terre (dissous dans l'eau de l'aquifère), ce qui évite d'avoir à construire des réservoirs en surface contrairement à l'hydrogène vert. Le gisement lui-même sert de tampon. En surface, seules quelques installations légères suffisent (quelques conteneurs abritant les compresseurs et équipements de séparation), à l'instar d'un petit puits de gaz conventionnel. L'empreinte au sol serait donc minimale, un bon point en termes d'acceptabilité.
- 3) **Des coûts d'investissement limités** – contrairement à un projet d'hydrogène vert qui mobilise des lourdes infrastructures (électrolyseurs, fermes d'éoliennes/solaire...), une exploitation d'hydrogène natif repose principalement sur un forage, des équipements de traitement du gaz, de la compression et sur une séparation hydrogène/méthane. FDE estime à quelques dizaines de M€ (au plus) l'investissement nécessaire pour confirmer puis développer le gisement lorrain, un montant sans commune mesure avec les Capex associés aux autres filières hydrogène. Ces dépenses peuvent être engagées graduellement, au rythme des résultats géologiques.
- 4) **Une compétitivité prix difficile à égaler** – l'hydrogène produit en Lorraine pourrait être produit entre 1 et 3€/kg selon le degré de purification et la distance d'acheminement, ce qui conduirait à **un prix de commercialisation inférieur à toutes les autres formes d'hydrogène bas-carbone** disponibles actuellement. Par exemple, même à 3€/kg (haut de fourchette), il resterait bien meilleur marché que l'hydrogène vert (8 €/kg) tout en étant tout aussi neutre en carbone. Les ordres de grandeur communiqués par FDE sont les suivants : injection locale (5 km) : **1,2 à 1,5€/kg**; transport longue distance (200 km) : **2 à 3€/kg**.

Non seulement le coût de production de l'hydrogène naturel est estimé nettement inférieur à celui des autres filières, mais également ses coûts d'exploitation devraient quant à eux demeurer très faibles. Sur un site de production de ce type, les dépenses annuelles sont limitées : **200 à 250 k€ par an** pour la maintenance courante, pas de coûts énergétiques massifs, puisque la production repose sur un phénomène géologique naturel. Ces faibles charges d'exploitation renforcent la solidité économique du modèle.

Une compétitivité suffisante pour adresser des débouchés multiples

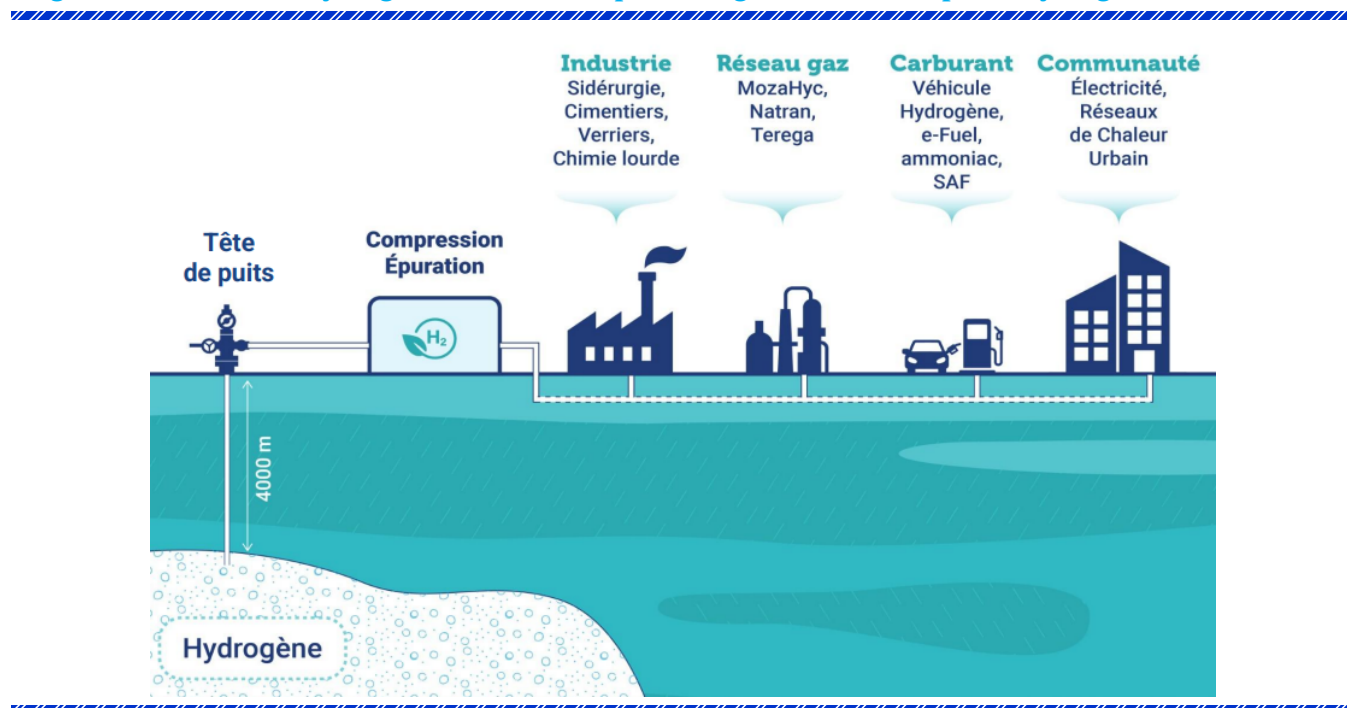
Avec un coût de production nettement inférieur à celui des autres formes d'hydrogène bas-carbone, l'hydrogène natif pourrait s'écouler : dans l'industrie, dans la mobilité lourde, dans la production d'énergie, **sans subvention et sans difficulté d'écoulement**.

L'hydrogène naturel n'est pas une ressource en quête de débouchés, la demande existe déjà

Sa valorisation est structurée autour de 4 grandes familles de clients :

- **Les industries fortement carbonées**, telles que la sidérurgie, la cimenterie, la verrerie ou la production de chaux. Ces secteurs, parmi les plus émetteurs de CO₂, cherchent des solutions pour décarboner leurs procédés. Leur trajectoire de décarbonation repose sur le passage du gaz naturel (usage actuel) à des procédés basés sur l'hydrogène (usage visé). L'hydrogène natif répond à cette demande immédiate grâce à sa compétitivité et à une empreinte carbone minimale. Les volumes potentiels en Lorraine pourraient couvrir une part substantielle des besoins de ces clients régionaux.
- **Les producteurs de carburants de synthèse** : aviation et maritime sont soumis à des exigences réglementaires strictes (FuelEU Maritime, ReFuelEU Aviation). Ces filières nécessitent : de l'hydrogène bas-carbone, en volumes croissants, pour produire e-kérosène, e-méthanol ou e-ammoniac. La montée en charge du marché des e-fuels crée un débouché naturel pour l'hydrogène natif, notamment à moyen terme.
- **L'intégration dans les réseaux gaziers** : FDE étudie l'injection dans les réseaux existants avec des partenaires tels que MosaHYc. Ce scénario implique : des adaptations techniques (compatibilité matériaux, taux d'hydrogène admissible), la définition de profils de consommation, un calibrage des infrastructures. Cette voie est réaliste à horizon 2030, mais dépendra du rythme de modernisation du réseau.
- **Les usages locaux en circuits courts** : certaines collectivités envisagent des projets territoriaux basés sur l'hydrogène (mobilité lourde, chaleur, petits réseaux locaux). Ce modèle suppose : un dialogue avec les acteurs locaux, une pédagogie autour de la sécurité, des infrastructures légères et intégrées. Ce modèle, plus décentralisé, répond à des projets de proximité.

Fig. : Valorisation de l'hydrogène naturel - Un spectre large de débouchés pour l'hydrogène naturel



Source : FDE, TP ICAP Midcap

La demande est déjà là. Les usages sont identifiés, structurés et pour certains urgents. L'hydrogène natif peut s'insérer dans plusieurs filières sans nécessiter de nouveaux marchés. Sa compétitivité prix et son bilan carbone lui donnent un avantage naturel face aux autres formes d'hydrogène bas-carbone.

Distribution de l'hydrogène : 2 modèles économiques en réflexion

La distribution constitue un élément clé pour structurer la chaîne de valeur de l'hydrogène naturel. Deux approches sont envisagées, chacune répondant à des besoins industriels différents :

- **La production décentralisée (l'hydrogène au plus près du client) :** elle consiste à fournir directement un site industriel en hydrogène, sans passer par le réseau de gaz existant.

Ce modèle « sur site » présente l'avantage d'éviter les coûts liés au transport et à l'injection dans les infrastructures actuelles. Il s'adresse principalement à des clients disposant d'un besoin local et continu, pour lesquels la proximité de la source constitue un levier de compétitivité.

Cette approche convient notamment aux industriels fortement émetteurs, situés dans un rayon proche de Folschviller ou Pontpierre, qui pourraient sécuriser leur approvisionnement via un raccordement direct.

- **L'injection dans le réseau MosaHyc :** un modèle centralisé capitalisant sur les infrastructures existantes et mutualisant la distribution entre plusieurs clients et pays.

Il ouvre la voie à une commercialisation plus large, mais impose des contraintes techniques strictes. Un hydrogène insuffisamment pur pourrait endommager les conduites, notamment par corrosion liée à un taux de CO₂ trop élevé, ou perturber les procédés industriels des clients en raison d'impuretés.

Ce modèle est efficace pour industrialiser une production à grande échelle, mais exige un traitement en amont rigoureux.

Cette option utilise les infrastructures en développement autour du projet Mosahyc, qui vise à connecter la Lorraine aux industriels de la Sarre et du Luxembourg.

La distribution de l'hydrogène naturel ne repose pas sur un modèle unique. Le schéma décentralisé convient aux sites proches, avec un besoin continu. Le schéma centralisé via Mosahyc ouvre un marché étendu, mais impose un cadre technique strict. FDE peut arbitrer entre les 2 en fonction des volumes produits, de la localisation des clients et du niveau de pureté requis.

Des défis à relever pour structurer un modèle économiquement viable

Plusieurs industriels manifestent déjà un intérêt concret pour contracter des volumes significatifs d'hydrogène naturel. Cet intérêt conforte le potentiel économique du projet, mais avant toute prise d'engagement, plusieurs incertitudes doivent être levées pour sécuriser un modèle commercial cohérent.

- **La pureté de l'hydrogène garantie par les membranes.** Tous les clients ne requièrent pas une qualité « pile à combustible », certains usages industriels (notamment la combustion) tolérant une pureté moindre. Pour répondre à cette diversité, Saint-Gobain développe plusieurs membranes capables de délivrer des niveaux de pureté différents. Il sera essentiel de déterminer précisément leur performance afin de segmenter le marché et d'optimiser la valorisation de chaque flux. Une campagne d'essais commencera après le forage, prévu à la mi-mars : plusieurs membranes seront testées successivement en conditions réelles pour évaluer leur efficacité et leur durabilité. Ces résultats joueront un rôle déterminant dans la définition du modèle économique, la sécurisation des hypothèses de revenus et le choix des débouchés.
- **Les volumes disponibles et la capacité de sécuriser les livraisons.** Avant de conclure des contrats, FDE doit disposer de données fiables sur les volumes réellement exploitables. Il s'agit de déterminer le débit qu'un puits peut fournir, mais aussi de comprendre la dynamique de recharge du réservoir après pompage. Ces questions resteront ouvertes tant que les tests longue durée du puits pilote, prévus entre 2026 et 2027, n'auront pas livré leurs résultats. La possibilité de garantir un flux régulier, stable dans le temps, conditionnera directement la structuration des engagements commerciaux.
- **La séparation des gaz.** Les premières analyses indiquent un mélange comprenant environ 75% d'hydrogène et 25% de méthane. Deux voies sont envisageables : soit co-valoriser le mélange tel quel, par exemple en alimentant une centrale locale de cogénération ; soit séparer l'hydrogène pour des usages exigeant une haute pureté, en valorisant le méthane à part. Cette seconde option, plus exigeante techniquement, nécessiterait une unité d'épuration supplémentaire sur site, mais offrirait un hydrogène de haute pureté, monétisable sur des marchés à forte valeur ajoutée. Le choix entre ces deux voies aura un impact direct sur les investissements initiaux et la structure des revenus.
- **Le cadre réglementaire.** Le passage de l'exploration à l'exploitation nécessitera l'obtention d'une concession minière spécifique pour la production d'hydrogène et la définition d'un régime fiscal adapté à cette nouvelle ressource. Ces discussions sont en cours avec les autorités, et leur issue conditionnera autant le calendrier que la sécurisation juridique du projet. Sur le plan technique, une production avant 2030 reste envisageable, mais elle dépendra autant des résultats scientifiques que de la mise en place d'un cadre réglementaire stabilisé. Sans cela, il serait difficile de convertir une découverte prometteuse en un modèle économique robuste.

Perspective investisseur

L'hydrogène naturel s'impose progressivement comme une nouvelle classe d'actifs énergétiques. La bascule s'est produite quand **les fonds les plus sélectifs du climat ont commencé à investir**. **Breakthrough Energy Ventures (BEV)**, réputé pour ne financer que des technologies capables d'éviter au moins 0,5 gigatonne de CO₂ d'ici 2050, a pris des positions dans **2 sociétés du secteur : Koloma (Colorado) et Mantle 8 (Europe)**, considérant que **l'hydrogène natif peut devenir une filière stratégique**.

En Lorraine, **10 années de mesures in situ montrent une corrélation profondeur / concentration de 0,92 et un mécanisme géologique identifié**. Ces observations **dissipent le principal doute scientifique** : le fait que **l'hydrogène peut rester piégé, se renouveler et être extrait**.

En parallèle, le **contexte énergétique crée un alignement inédit** : l'**hydrogène gris** (longtemps bon marché) pourrait devenir moins disponible, l'**hydrogène vert** peine encore à atteindre des coûts compétitifs, tandis que l'Europe doit **sécuriser des volumes massifs d'hydrogène bas carbone** pour tenir ses objectifs climat. Dans ce paysage, **un hydrogène produit localement, sans CO₂, potentiellement à moins de 2 €/kg, devient une perspective intéressante**.

La France cumule plusieurs avantages : une base scientifique solide (CNRS, Université de Lorraine), un cadre légal pionnier (premier pays à créer un titre minier hydrogène), un projet avancé (RÉGALOR II, FDE) et une infrastructure clé en construction (pipeline MosaHYc). Mais **cette avance pourrait s'éroder rapidement**. Aux États-Unis, **la filière a levé > 400 M\$ en 2 ans**, tandis que **l'Europe affiche un ordre de grandeur 10x inférieur**. L'écart reflète **un retard de financement plus que technique**. Le risque est de **laisser d'autres régions capturer la chaîne de valeur**, alors que **quelques dizaines de M€ suffiraient à préserver l'avance française, un ratio coût/risque très favorable** comparé à d'autres technologies bas carbone.

Les **acteurs scientifiques, industriels et financiers convergent sur un même diagnostic** : **les 3 à 5 prochaines années seront déterminantes pour la filière**. Dans ce laps de temps, les premiers résultats industriels seront obtenus, des puits seront mis en production, des positions géographiques seront verrouillées, les concessions se structureront, les partenariats industriels se noueront et les investisseurs stratégiques entreront au capital des champions émergents.

Dans cette optique, **FDE réunit plusieurs éléments qui, combinés, lui confèrent une position favorable** :

- Un PER de 2 254 km², le plus vaste d'Europe ;
- Un forage profond en cours, déjà financé ;
- Une base scientifique solide accumulée sur plus de 10 ans ;
- Des débouchés industriels immédiats ;
- Une infrastructure de transport en cours de finalisation (MosaHYc, opérationnel à horizon 2028-2029) ;
- Un cadre légal déjà opérationnel, contrairement à d'autres régions.

FDE adopte une stratégie prudente : prouver d'abord en Lorraine, déployer ensuite dans les autres zones identifiées, attirer des partenaires une fois les premiers résultats établis. Cette approche réduit le risque, maximise la valeur future et évite la dilution précoce. Les besoins de financement avant preuve de concept restent limités à quelques dizaines de M€, bien en-deçà de ce que nécessite la filière hydrogène vert, et globalement modestes au regard des enjeux.

Pourquoi ouvrir le capital de la filiale dédiée à l'hydrogène natif ?

L'hydrogène naturel introduit un profil de risque très différent du reste du portefeuille d'activités de FDE, dans la mesure où la **filière est prometteuse mais encore immature** (technologie émergente, incertitudes géologiques, montée en échelle non démontrée). À l'inverse, les autres divisions du groupe reposent sur des **Capex connus**, des **coûts maîtrisés** et des **revenus relativement prédictibles** (contrats d'obligation d'achat, contrats long terme sur le bio-GNL/CO2 et hydrogène vert).

D'où la **logique d'une ouverture de capital** pour : **partager le risque géologique, attirer des investisseurs spécialisés dans les technologies émergentes, accélérer la courbe d'apprentissage** avec des partenaires industriels (matériaux, capteurs, géophysique) et surtout **isoler un actif stratégique** afin que le marché puisse **lui attribuer une valeur propre**, sans pour autant renoncer au contrôle.

Koloma (Colorado) a levé 400-500 M\$ dans une filiale dédiée en 4 ans sur des valorisations stratosphériques, alors que **son niveau d'avancement n'est pas supérieur aux travaux menés en France**. Nous pensons que l'écart de valorisation ne reflète pas la qualité relative des projets, mais la manière dont l'actif est présenté au marché. **Cette anomalie crée une fenêtre rare pour transformer un actif encore « caché » en un véhicule capable d'attirer les capitaux spécialisés « Deep-tech »**. Une ouverture ciblée du capital pourrait faire émerger instantanément une partie de cette valeur. La **barrière à l'entrée n'est pas que financière mais aussi technologique : la sonde SysMog capable de mesurer en temps réel « in situ » l'hydrogène dissous offre un avantage unique, là où les méthodes historiques échouaient**. L'arrivée de **partenaires industriels comme Saint-Gobain** — clé pour développer des membranes adaptées aux usages — **accélérerait l'apprentissage et sécuriserait les premières phases d'exploration**. L'exécution sera déterminante, mais la dynamique semble prometteuse : **le marché n'a pas encore intégré le potentiel, mais FDE construit déjà la chaîne de valeur**.

Annexe 1 : Permis Exclusifs de Recherche d'hydrogène naturel en France

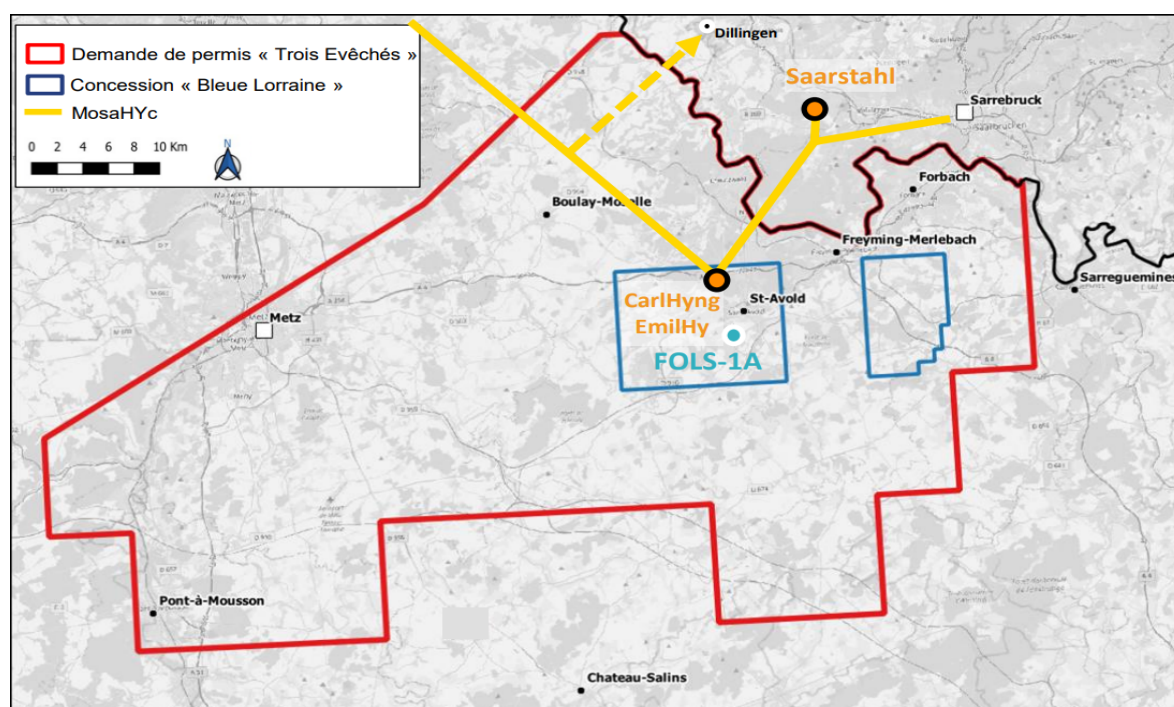
Depuis la réforme du Code minier en 2022 intégrant l'hydrogène natif comme substance concessible, **4 PER d'hydrogène naturel ont été octroyés en France.**

- **Le Permis Sauve Terre H₂** est le 1^{er} PER d'hydrogène naturel accordé en France, délivré par arrêté ministériel du 23/11/2023 à la société TBH2 Aquitaine dans les Pyrénées-Atlantiques. Ce titre de 5 ans couvre 225 km² et porte sur l'hydrogène natif ainsi que l'hélium associé.
- En février 2025, **2 permis** supplémentaires ont été octroyés conjointement à **45-8 Energy et Storengy (filiale d'Engie) dans le Sud-Ouest** : le Permis **Grand Rieu** (266 km² en Béarn, dép. Pyrénées-Atlantiques) et le Permis **Marensin** (691 km² dans le dép. des Landes), chacun pour 5 ans. Ces 2 projets visent à explorer le potentiel en hydrogène natif (et gaz connexes) en Nouvelle-Aquitaine.
- Plus récemment, le 12/12/2025 a été délivré le **Permis Coucourou à TBH2 Aquitaine** sur 524 km² dans les Pyrénées-Atlantiques. Comme le permis initial de TBH2, Coucourou cible l'hydrogène natif et l'hélium et est valable 5 ans.
- FDE a déposé le 13 mars 2023 une demande de permis exclusif de recherches dit « Permis des Trois-Évêchés », couvrant 2 254 km² en Moselle et Meurthe-et-Moselle dans le bassin houiller lorrain. **Le 28 janvier 2026, FDE a obtenu ce permis pour une durée initiale de 5 ans, marquant le lancement officiel du programme REGALOR II, centré sur un forage profond à Pontpierre destiné à confirmer la présence de zones de génération d'hydrogène.** Les premiers résultats du forage PTH2 lancé en novembre 2025 sont d'ores et déjà encourageants, avec une forte élévation des concentrations d'hydrogène à moins de 2000 m, validant les hypothèses géologiques de FDE sur un bassin lorrain identifié comme l'un des plus prometteurs en Europe.

Tous ces permis octroyés sont des titres d'exploration (PER) – aucune exploitation industrielle n'a encore débuté, l'objectif étant de mener des études géologiques (gravimétrie, mesures de sol, forages exploratoires, etc.) pour confirmer la présence de gisements significatifs d'hydrogène naturel.

Plusieurs PER d'hydrogène natif sont en cours d'instruction.

- Parmi eux, la société SUDMINE (start-up orléanaise) a déposé 2 demandes associant l'hydrogène natif à la recherche de lithium : le Permis Vinzelle (5,9 km² dans le Puy-de-Dôme) et le Permis Bugey (9 km² dans l'Ain).
- G&OL SAS, a déposé en mai 2024 une demande de Permis de Comminges sur un large périmètre à cheval entre Haute-Garonne et Hautes-Pyrénées. Ce projet concerne une zone du piémont pyrénéen (région de Saint-Gaudens/Lannemezan) où des indices d'hydrogène natif pourraient exister, et cible l'hydrogène natif, l'hélium et autres gaz connexes. Le Permis de Comminges est initié par une filiale du groupe MANTLE 8, qui a levé 3.4M€ (février 2025) lors d'un tour d'amorçage auprès de Breakthrough Energy aux côtés de Kiko Venture ainsi que plusieurs investisseurs privés (business angels). Ce tour de table, réalisé pour accélérer le développement de ses technologies de détection d'hydrogène naturel, constitue la première levée de fonds de Mantle 8 depuis sa création.



ANNEXE 2 : En quoi l'hydrogène naturel change-t-il la donne par rapport à l'hydrogène vert ou gris ?

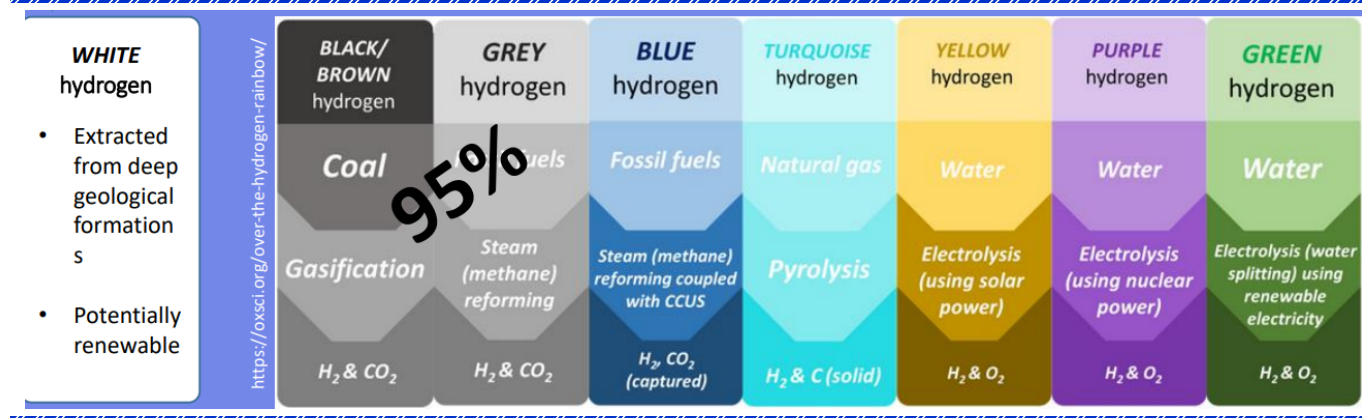
L'hydrogène blanc se distingue fondamentalement des autres filières d'hydrogène que l'on connaissait jusqu'ici.

- Contrairement à l'hydrogène vert (produit par électrolyse de l'eau via de l'électricité renouvelable) ou gris (produit par reformage du gaz naturel, en émettant beaucoup de CO₂), l'hydrogène blanc est disponible directement dans le sous-sol.
- Il n'y a ni dépense d'énergie pour le générer (pas d'électricité requise, pas de vapeur surchauffée), ni émission de CO₂ liée à sa production.
- Il s'agit d'une ressource déjà disponible, d'une molécule prête à l'emploi, qu'il suffit d'aller chercher, à la manière du gaz naturel – à ceci près que son extraction est neutre en carbone.

De plus, l'hydrogène blanc pourrait s'avérer beaucoup moins coûteux : il ne mobilise aucun procédé industriel complexe (pas d'électrolyseur, pas de capture de CO₂) et repose sur des infrastructures relativement simples (forage, séparation, transport).

Le coût de revient cible évoqué pour l'hydrogène natif est d'environ 1 €/kg seulement, de loin inférieur au coût de production actuel de l'hydrogène vert en Europe. Même en ajoutant la compression et l'acheminement, le prix livré resterait très compétitif (peut-être 2 à 3 €/kg tout compris), bien en dessous des 8 €/kg de l'hydrogène vert européen.

Fig. : Apparition (2023) de l'HYDROGÈNE « naturel ou natif » dissous associé à la couleur blanche



ANNEXE 3 : Panorama mondial des acteurs de l'hydrogène naturel : filière émergente déjà très disputée

L'hydrogène naturel n'est plus une curiosité géologique, mais un champ d'exploration en train de devenir une véritable industrie. En l'espace de 3 ans, une dizaine d'acteurs ont engagé des programmes de forage, sécurisé des permis et, surtout, levé des capitaux pour certains significatifs. À travers les États Unis, le Canada, l'Europe, l'Australie et l'Afrique, une même dynamique apparaît : la course à la 1^{ère} production commerciale est lancée, et chaque région tente de verrouiller ses positions.

Le nombre d'entreprises explorant l'hydrogène naturel est passé d'une dizaine en 2020 à plus de **50 en 2025**. Cet engouement tardif s'explique par le changement de paradigme : on reconnaît depuis peu l'existence de gisements d'hydrogène exploitables, grâce à des découvertes fortuites (Mali) et à de nouveaux capteurs de détection en forage.

Face à ces promesses, des **investisseurs de 1^{er} plan** ont financé des start-ups de l'hydrogène natif (ex : Koloma aux USA a levé 245 M\$ en 2024 auprès de Khosla, Amazon, United Airlines, etc.). Des industriels s'impliquent aussi via des coentreprises : par exemple, Fortescue Metals a pris 40% du capital d'HyTerra (Australie/USA), et en 2025 Getech s'est allié à Sound Energy pour explorer l'hydrogène naturel au Maroc.

États Unis : le centre de gravité financier et technologique de la filière

Les États Unis concentrent aujourd'hui le plus grand nombre de projets avancés, et surtout les financements les plus conséquents. Le Kansas et le Nebraska forment une sorte de laboratoire géologique, exploré simultanément par plusieurs entreprises.

Parmi elles, **Koloma s'est imposée comme la figure emblématique de cette filière émergente**. Koloma a structuré plusieurs tours de financement successifs : une Série A de 91 M\$ en 2023 (BEV, EIP, Evok, Prelude, Piva), suivie d'une Série B de 245 M\$ en février 2024 menée par Khosla Ventures, avec la participation d'Amazon Climate Pledge Fund et United Airlines Ventures. En octobre 2024, une extension de 50 M\$ portée par Mitsubishi Heavy Industries et Osaka Gas est venue compléter le tour. Au total, Koloma a levé plus de 350-400 M\$ depuis sa création en 2021. Koloma a également reçu un financement ARPA-E (900 k\$) du gouvernement américain pour la R&D en 2024.

Cette capacité de financement (unique dans la filière) lui permet de conduire une campagne multi puits ambitieuse sur le Midcontinent Rift. Plusieurs forages peu profonds ont déjà confirmé la présence d'hydrogène, et Koloma fore désormais des puits plus profonds pour tester la continuité des débits. Koloma vise à démontrer un puits produisant en continu, étape décisive vers un déploiement industriel. Si elle y parvient, Koloma pourrait devenir le 1^{er} groupe mondial à industrialiser l'hydrogène blanc sur un modèle intégré. Sur le plan technologique, Koloma collabore étroitement avec l'Ohio State University (laboratoire interne sur le campus de Columbus dirigé par le Dr Darrah) et avec la société Xcalibur pour la cartographie aérienne des gisements.

Dans le détail, dès 2022-2023, elle a acquis > 100K acres de baux privés et foré 5 puits exploratoires peu profonds dans le nord du Kansas, confirmant la présence d'hydrogène dans le sous-sol (teneurs précises non publiées, mais jugées significatives). Fort de ces résultats encourageants, Koloma est passée en 2024 à une phase de tests de production multi-puits : elle fore actuellement entre 4 et 7 nouveaux puits plus profonds au Kansas (comtés de Clay, Riley et Washington) pour vérifier si un débit soutenu d'H₂ peut être extrait en continu. Parallèlement, Koloma explore d'autres zones : un site volcanique dans l'Idaho (projet Cascade, forages prévus en 2025 dans des roches basaltiques riches en fer) et a créé en 2025 une filiale en Australie (Koloma Australia, basée à Adélaïde) afin de prospecter l'hydrogène natif sur le continent australien. Aucun permis public spécifique n'est nécessaire sur les terrains privés américains, ce qui a permis à Koloma d'avancer rapidement (les baux miniers ont été signés dès 2021-2022). En 2024, Koloma a aussi obtenu un soutien du Département de l'Énergie (programme ARPA-E) pour développer des techniques de stimulation de gisement H₂.

À ses côtés, **HyTerra (qui concentre ses activités aux US, sur le Nemaha Project dans le nord-est du Kansas) a pris une autre route : celle du first mover coté (2022), avec le soutien de Fortescue Metals (38.9% du capital / 21.9MAUD)**. Au total, HyTerra a levé **28 M AUD** depuis sa création — peu face aux tours XXL du secteur, mais suffisant pour mener une campagne ciblée et rapide.

Les forages (2025) ont révélé des teneurs record. Au puits **Sue Duroche-3** (1 052 m), les analyses corrigées à l'air atteignent **96,1% d'hydrogène** et **≈ 5 % d'hélium** plus en profondeur. À **1,3 km**, le puits **Blythe 13-20** vise à confirmer l'extension latérale de ces zones. Les diagraphies réalisées par Schlumberger — référence mondiale en imagerie de puits — confirment la présence de réservoirs fracturés et d'une porosité favorable dans la zone cible, des paramètres essentiels pour soutenir un écoulement durable d'hydrogène. En **Nebraska** (projet **Geneva**, en JV avec NH₂E), la ré-entrée **Hoarty NE#3** a montré **44% d'hydrogène** et **13% d'hélium** après abaissement de la pression hydrostatique : un système actif existe, même s'il est plus dilué que dans le Kansas. HyTerra y détient **16%** et peut monter jusqu'à **51%**.

Fin 2024, grâce au financement de Fortescue, HyTerra a lancé **4 nouveaux forages** sur le Kansas pour atteindre **6 puits au total**, l'objectif étant d'identifier le **sweet spot** en combinant toutes les données. Puis **ré-entrée de Sue Duroche-3** pour un **test de production longue durée (2025-2026)** : tête de puits de production, capteurs sur plusieurs mois, mesures de débit/pression, séparation H₂/He en surface si pertinent. Ce **test sera la bascule** : il dira si le réservoir tient, s'il se **recharge**, ou s'il se vide trop vite.

Si le signal est confirmé, HyTerra vise un **1^{er} développement pré-commercial dès 2026** : **quelques puits reliés**, quelques **centaines de kgH₂/jour**, à proximité immédiate d'**infrastructures existantes** (gazoducs, usines d'éthanol/ammoniac) — un atout logistique rare. **L'hélium** constitue un **plus** : le Kansas en a l'histoire, et une **unité de liquéfaction** sur site offrirait un **revenu additionnel** rapide.

L'alliance avec **Fortescue** ouvre la porte à des **coentreprises** et à des options en **Australie** ou en **Afrique du Nord**. **HyTerra apporte la technique**, Fortescue **l'infrastructure et le capital**. Si 2026 livre un flux stable, HyTerra peut revendiquer le **1^{er} champ d'hydrogène natif** en développement, certes modeste au départ, mais structurant pour la filière.

Australie : l'autre grand foyer de l'hydrogène naturel, avec plusieurs projets qui montent en puissance.

Gold Hydrogen, jeune société australienne entrée en bourse début 2023, avance à pas rapides sur ce qui pourrait devenir l'un des projets d'hydrogène natif les plus prometteurs au monde. Son actif principal, le **Ramsay Project**, s'étend sur un **périmètre de 8 000 km²** en Australie-Méridionale, une région historiquement marquée par le gaz de mine et où des indices géochimiques récents laissent présager la présence d'un système H₂-He actif. Autour de ce permis pivot, l'entreprise a sécurisé ou demandé **plus de 75 000 km²** supplémentaires, dessinant les contours d'un domaine minier parmi les plus vastes de la filière mondiale.

Les premiers forages exploratoires réalisés en 2023 (Ramsay-1 et Ramsay-2 : des puits courts destinés avant tout à renifler les formations) ont révélé **95,8 % d'hydrogène** (analyses air-corrigées) et des poches d'**hélium jusqu'à 36,9 %**, l'une des combinaisons les plus riches identifiées à ce jour pour un système géologique. À ces teneurs s'ajoute la présence rare d'hélium-3. À quelques centaines de mètres seulement, Gold Hydrogen mettait ainsi en évidence un mélange H₂-He presque pur. Les pressions enregistrées, l'analyse des gradients et les compositions mesurées suggèrent un réservoir actif qui génère de l'hydrogène en continu, probablement via serpentinisation et radiolyse dans les socles précambriens voisins. Ces premiers résultats ont immédiatement hissé Ramsay parmi les **sweet spots mondiaux potentiels** de l'hydrogène natif, mais ils ne suffisent pas pour déclarer un gisement commercial viable. **Q4 2025, Gold Hydrogen a lancé une 2^{ème} campagne de forages**, plus profonde (au-delà de 1 000 m), destinée à cartographier l'étendue latérale du système, tester les pressions en profondeur et préparer les puits (conçus pour accueillir, si les résultats sont bons, **des tests d'écoulement longue durée**, 1^{ère} étape vers un pilote industriel).

Financièrement, la société avance avec un matelas solide : l'IPO de 2023 avait apporté **20 MAUD**, renforcés en juillet 2025 (14,5 MAUD pour 22% du capital) par les investissements de 3 poids lourds japonais : **Toyota** (apportant une compréhension fine des usages hydrogène dans la mobilité), **Mitsubishi Gas Chemical** (maîtrisant les chaînes de valeur du méthanol/ammoniac vert) et **ENEOS** (pour son expertise de l'exploration et du stockage gazier). Une collaboration technique a été lancée pour préparer les aspects aval : purification H₂/He, logistique, débouchés industriels et, à terme, production d'e-méthanol ou d'ammoniac vert à partir du H₂ extrait. Cette alliance donne à Gold Hydrogen en plus **des débouchés potentiels et un réseau industriel crédible** dès l'amont.

Les 12 à 18 prochains mois seront décisifs. Si les forages d'appréciation lancés en 2025 confirment les pressions et teneurs initiales, Gold Hydrogen pourrait planifier dès **2026 un pilote industriel**, composé d'un ou deux puits capables de produire en continu et d'alimenter des premiers clients de démonstration. Ce pilote ouvrirait la voie à un développement pré-commercial à partir de **2027-2028**, potentiellement en partenariat avec les groupes japonais. L'entreprise étudie déjà les chaînes de valeur aval : séparation hydrogène/hélium in situ, valorisation directe du mélange, production d'e-carburants, stockage souterrain, voire conversion locale en ammoniac ou méthanol vert.

Annexe 4 : Principaux acteurs impliqués dans l'exploration de l'hydrogène natif

Société	Pays	Principaux projets & localisations	Avancement des travaux	Partenaires	Capitaux levés / Cap.	Perspectives de production commerciale	Permis obtenus
FDE	France	Lorraine (Folschviller, Pontpierre / « Trois-Évêchés »)	H ₂ dissous détecté (2019.2023) ; forage profond PTH.2 ~4 000 m lancé 12/2025 (REGALOR II) ; mesures 2026.27	CNRS, Univ. Lorraine, BRGM, Solexperts ; soutien UE/ Grand Est	Cap. ~160 M€ (groupe) ; subventions 8,8 M€ REGALOR II	Pilote industriel visé ~2029 si flux confirmés	PER «Trois-Évêchés» (2254km²)
Koloma Inc.	USA	Rift Midcontinental (Kansas, Nebraska)	~5 puits tests 2022.23 (H ₂ détecté) ; campagne multi.puits plus profonde depuis 2024 ; extension Idaho ; flow tests visés 2025.26	BEV, Khosla, Amazon, United Airlines ; Mitsubishi Heavy Industries, Osaka Gas	~245 M\$ (Série B 2024) + 50 M\$ (extension 2024) ; total > 350-400 M\$ depuis 2021	Tests de production 2025.26 (Kansas)	Baux privés Kansas (dès 2021)
Natural Hydrogen Energy (NH ₂ E)	USA	Geneva (Nebraska) ; JV Nemaha (Kansas)	1er puits ciblé H ₂ (Nebraska 2019) ; ré.entrée Hoarty NE3 (analyses H ₂ / He) ; essais prolongés	HyTerra (JV Nebraska)	Privé (non divulgué)	Démonstration technique visée ~2026	Permis forage Nebraska (2019)
Québec Innovative Materials (QIMC)	Canada	Ville-Marie (Témiscamingue, Québec)	Anomalies sol > 1000 ppm (2024) ; géophysique et forages pilotes prévus 2025.26	INRS	Cap. ~80 M\$ CAN (indicatif)	Forages 2025.26 ; pilote possible ~2028	Claims d'exploration (Québec, 2024)
MAX Power Mining	Canada	Saskatchewan (Genesis / Grasslands)	1er forage H ₂ au Canada annoncé fin 2025 (Lawson) ; 2ème cible Bracken en 2026	—	Cap. ~30 M\$ CAN	Validation ressource 2026+ puis pilote	Licences provinciales (Sask., 2023)
Desert Mountain Energy	Canada (ops USA)	Holbrook Basin (Arizona)	Découverte H ₂ lors d'un programme hélium (2022) ; unité H ₂ -He pilote en construction (2024.25)	Beam Earth (tech.)	Cap. ~60 M\$ CAN	Pilote combiné H ₂ /He fin 2025	Permis hélium Arizona (2022)
Sound Energy plc	RU (ops Maroc)	Tendrarra (Maroc oriental)	JV "HyMaroc" créée (2025) ; screening achevé ; cibles H ₂ /He ; forages 2026	Getech (JV 50/50), ONHYM	Cap. ~50 M€ (groupe)	Exploratoire 2026 ; possible production associée au gaz ~2028+	Concession Tendrarra (2018)
Helios Aragon	Espagne / Oman	Monzón (Aragon) ; Djebel Akhdar (Oman)	Espagne : permis obtenu ; forage profond ~3,6 km planifié (cadre légal en finalisation) ; Oman : JSA 2024	Rex International (Oman)	Privé (projet Aragon ~900 M€ annoncé)	Production ~2028 visée en Aragon si autorisations ; Oman en étude	Monzón (Esp., 2023) ; accord Oman (2024)
Snowfox Discovery	RU / multi.pays	Tech de détection H ₂	Dév. d'outils ; Série A ~30 M\$ (2025) ; pas de prod. directe	bp, Rio Tinto, AP Ventures	~30 M\$ (Série A)	Solutions techno à l'industrie dès 2025.26	— (activité R&D)
Getech Group	RU (JV Maroc)	Tendrarra (Est Maroc, JV HyMaroc)	Étude géologique achevée (2024.25) ; préparation des forages 2026	Sound Energy (JV 50/50)	Cap. ~3,5 M€	1er forage H ₂ au Maroc en 2026 ; rôle data/ IA	Accord ONHYM (2025)
80 Mile plc	RU (ops Finlande)	Hammaslahti (Finlande)	> 1000 ppm sur carottes historiques (2024) ; analyses en cours ; forages envisagés post.2028	Geological Survey Finland, KoBold (JV Ni)	Cap. ~5 M€	Exploratoire (pas de prod. avant 2028)	Permis exploration (2024)
Hydroma Inc.	Mali (CAN)	Bourakébougou (Mali) ; Niger, Sénégal	Production pilote locale (électricité) depuis 2012 ; extensions via MoU	États/ Mali. Niger. Sénégal	Privé	Augmentation progressive (quelques dizaines t/ an envisageables)	Permis Bourakébougou (2012)
Rex International	Singapour (ops Oman)	Djebel Akhdar (Oman)	Accord d'étude 2024 ; cibles H ₂ ; forages possibles 2025.26	Helios Aragon (tech.)	Cap. ~500 M\$ SG (groupe O&G)	Forage test 2025.26 ; pilote via infra O&G existantes si découverte	Étude conjointe Oman (2024)
Gold Hydrogen Ltd	Australie	Ramsay (Yorke Peninsula, SA)	2 puits 2023 ; Stage.1 2024 : H ₂ jusqu'à 95,8 % (air.corr.) ; He significatif ; campagne profonde Q4.2025	Toyota, Mitsubishi Gas Chemical, ENEOS (22 % / 14,5 M AUD)	Cap. ~50 M\$ US+ 14,5 M AUD (2025)	Pilote 2027.28 si débit confirmé	PEL 687 (2022) ; PELA 792 (2024)
HyTerra Ltd	Australie (ops USA)	Nemaha Ridge (Kansas) ; Geneva (Nebraska)	~3 puits 2025 ; Sue Duroche.3 : H ₂ jusqu'à 96,1% (air.corr.) ; Fortescue 39,8 % / 21,9 M AUD ; flow test longue durée 2026	Fortescue (~40 %), NH ₂ E (JV)	~28 M AUD levés (2024)	1er champ H ₂ exploitable visé 2026 si flux stables	Baux Kansas (72 k acres, 2022) ; permis Nebraska (2019)
Top End Energy	Australie	Serpentine (Kansas, USA) ; NT & WA (Australie)	Ressource prospective ~716 kt H ₂ (2024) ; farm.out en cours ; forages après partenaire	—	Cap. ~8 M\$ US	Forage dès partenaire (≥ 2025) ; prod. potentielle ≥ 2028	Baux Kansas (30k acres, 2023) ; permis explor. NT/WA (2021)
Thor Energy PLC	Australie/UK	HY.Range (Australie.Méridionale)	Licence H ₂ / He (2025) ; anomalies sol > 1000 ppm ; forages 2025.26 ; pas de prod. < 2030	— (Thor 80 %)	Cap. ~7 M AUD	Exploratoire (LT)	PEL 120 (2020)

Le tableau met en évidence une filière encore préadulte, le trio États-Unis– Australie–France structurant la course

Matrice : maturité × qualité, jalon & options

société	Type de ressources	Qualité mesurée (H ₂ / He)	Maturité technique	Prochain jalon daté	Optionnalités / Offtake
FDE (Lorraine)	H ₂ dissous	15-22 % (1-1,3 km) ; zone de génération > 3 km	Puits profond PTH.2 lancé 12/2025 ; mesures 2026,27	Mesures/logs 2026,27 →, décision pilote 2028,29	Intégration réseau via MosahYc ; alignement cadre UE H ₂ ; potentiel ancrage industriel régional.
Koloma	Gaz libre H ₂ (Kansas)	Teneurs détaillées non publiques	Appraisal multi.puits ; imagerie/ IA/ capteurs	Flow tests 2025,26	Syndicat industriel (MHI / Osaka Gas) ; discussions préliminaires sur futurs volumes.
Gold Hydrogen	Gaz libre H ₂ ,He (Ramsay)	H ₂ jusqu'à 95,8 % (air.corr.) ; He significatif	Appraisal avancé ; campagne profonde > 1000 m planifiée	Forages Q4.2025 →, Pilote 2027,28 si débit	Partenaires Toyota- MGC- ENEOS (22 %) ; débouchés mobilité et chimie.
HyTerra (Kansas)	Gaz libre H ₂ ,He	H ₂ jusqu'à 96,1 % (air.corr.) ; He présent	6 puits (plan) ; flow test long 2026	Flow test 2026 ; 1er champ 2026 si flux stables	Support Fortescue (capex/infra) ; offtake possible selon stabilité des débits.
NH ₂ E/ HyTerra (Nebraska)	Gaz libre H ₂ ,He	H ₂ ~44 % ; He ~12,8 %	Ré.entrée / extended tests	Démo 2026 (si flux)	JV HyTerra (option 51 %) ; offtake régional lié à la démo 2026.
QIMC (Québec)	Indices sol (soil.gas)	> 1000 ppm (zone ~70 km²)	Pré.forage (géophysique + géochimie)	Forages 2025,26 ; pilote ~2028	Partenariat INRS ; débouchés locaux possibles (élec, chimie, mobilité) après pilote.
MAX Power (Canada)	Gaz libre H ₂ (à confirmer)	Teneurs non confirmées publiquement	1er puits 2025 (Lawson) ; 2e cible 2026	Bracken 2026 (licensing)	Valorisation He régional ; accès infra Saskatchewan.
Desert Mountain (Arizona)	Gaz libre H ₂ ,He	Teneurs non publiées ; He valorisable	Unité pilote H ₂ ,He en construction	Mise en service pilote fin 2025	Revenus court terme He ; offtake H ₂ dépendant des performances pilote fin 2025.
Sound Energy / Getech (Maroc)	Exploration H ₂ / He	n.c. (screening favorable)	JV créée ; phase data →, forages	1er forage 2026	Accès ONHYM ; potentiel export MENA →, UE en maturité.
Helios Aragon / Rex	Exploration H ₂ (Espagne/ Oman)	n.c. (profondeurs ciblées)	Espagne : pré.forage ; Oman : étude JV	Forage 3,6 km (Esp.) une fois le cadre finalisé	Synergies O&G (Oman) ; offtakers industriels à définir après découverte.
Hydroma (Mali)	Gaz H ₂ (mix ?)/dissous	n.c. public (cas pilote élec.)	Production pilote locale continue		Offtake local (production électrique) ; extension dépendante volumes & cadre.

Sources (pour les 2 tableaux) : Sociétés, presse spécialisée, compile TP ICAP

FINANCIAL DATA

Compte de résultat	06/23	06/24	06/25	06/26e	06/27e	06/28e
CA total	39,2	31,4	30,4	33,8	51,2	103,0
Variation (%)	49,6	-19,8	-3,4	11,2	51,6	101,1
Marge brute	35,1	25,4	20,6	29,7	43,1	84,5
% du CA	89,4	80,9	67,9	88,0	84,2	82,0
EBITDA	26,7	19,7	17,3	11,7	23,7	50,8
% du CA	67,9	62,7	56,9	34,7	46,4	49,3
ROC	24,1	15,8	12,0	5,3	13,2	34,8
% de CA	61,5	50,1	39,5	15,8	25,9	33,7
Eléments non récurrents	-8,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Résultat opérationnel	16,0	15,8	12,0	5,3	13,2	34,8
Résultat financier	-1,8	-3,9	-6,8	-6,3	-6,9	-6,4
Impôt sur les résultats	-2,5	-2,8	-2,2	0,2	-1,4	-6,0
Taux d'impôt (%)	19,4	20,0	20,4	20,8	21,0	21,0
Résultat Net part du groupe	10,8	9,7	3,7	-0,6	6,2	22,3
BPA (publié)	2,31	1,86	0,72	na	1,23	4,39
Bilan financier	06/23	06/24	06/25	06/26e	06/27e	06/28e
Goodwill	4,6	9,7	9,0	9,0	9,0	9,0
Immobilisations corp. et incorp.	101,9	113,3	145,7	191,1	183,9	171,8
Droit d'utilisation	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Immobilisations financières	1,8	9,7	12,3	12,3	12,3	12,3
BFR	-3,4	-1,9	3,3	2,8	5,4	13,9
Autres actifs	3,8	4,1	6,6	6,6	6,6	6,6
Total actifs	108,7	134,8	176,9	221,8	217,2	213,6
Capitaux propres	74,0	82,5	86,1	86,3	93,4	115,7
Intérêts Minoritaires	-0,3	7,9	14,7	14,7	14,7	14,7
Impôts différés	3,2	4,0	3,7	3,7	3,7	3,7
Dette Nette	25,1	33,5	62,5	107,2	95,5	69,5
Autres passifs	6,7	6,9	10,0	10,0	10,0	10,0
Total Passifs	108,7	134,8	176,9	221,8	217,2	213,6
Dette Nette hors IFRS16	25,1	25,4	51,2	96,2	84,5	58,5
Gearing	0,3	0,4	0,6	1,1	0,9	0,5
Levier	0,9	1,7	3,6	9,1	4,0	1,4
Tableau de flux	06/23	06/24	06/25	06/26e	06/27e	06/28e
CAF après coût de l'endettement et impôt	14,7	14,4	13,6	14,9	26,0	44,1
ΔBFR	-0,3	-1,4	-5,2	0,6	-2,6	-8,5
Cash flow généré par l'activité	14,3	13,0	8,4	15,4	23,4	35,7
Capex net	-10,2	-9,2	-19,6	-80,6	-67,0	-52,0
FCF	4,1	3,8	-11,2	-65,1	-43,6	-16,3
Acquisition/Cession	0,0	-13,5	0,0	0,0	0,0	0,0
Autres investissements	1,7	-16,4	-2,6	0,0	0,0	0,0
Variation d'emprunts	8,1	4,2	29,9	11,5	11,5	11,5
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	-3,2	2,7	1,1	0,0	0,0	0,0
Autres flux	-0,1	-0,2	0,0	0,0	0,0	0,0
Variation de trésorerie nette sur l'année	10,6	-6,0	17,3	-53,6	-32,1	-4,8
ROA (%)	7,9%	6,0%	1,6%	na	2,1%	8,6%
ROE (%)	14,6%	11,8%	4,3%	na	6,7%	19,3%
ROCE (%)	19,3%	16,3%	9,7%	3,3%	8,5%	22,7%

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

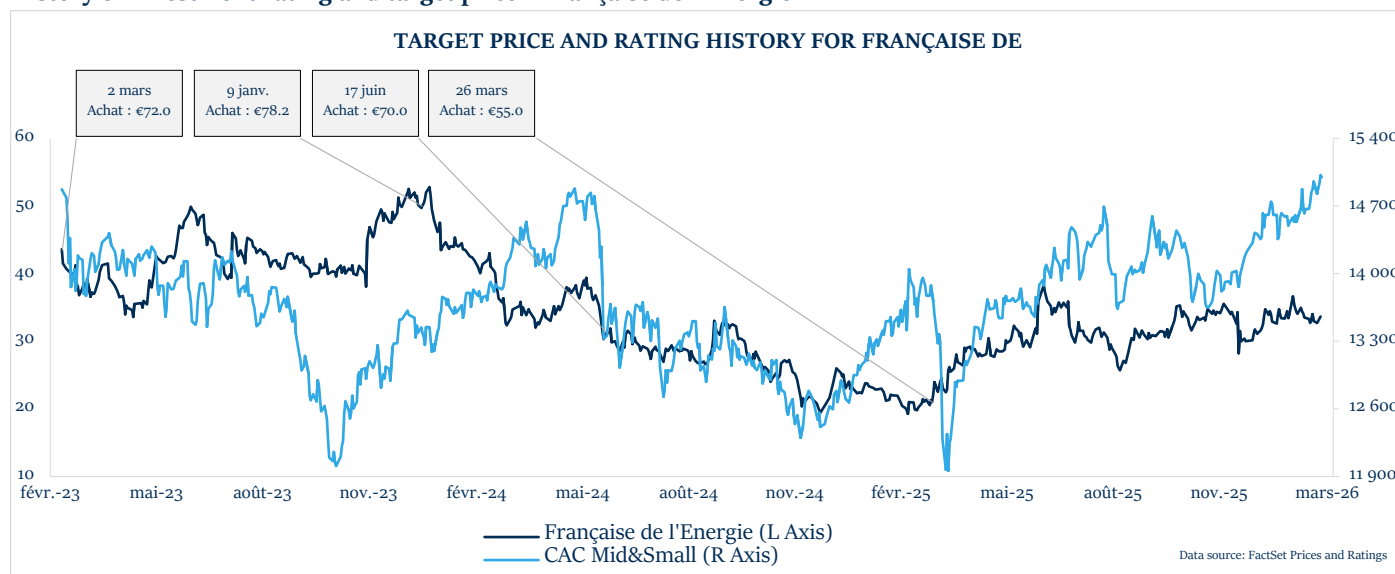
Ce Rapport peut mentionner des méthodes d'évaluation définies comme suit :

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



Recommendations et objectifs de prix historiques (-1Y)

Date	Analyste	Ancien Objectif de prix	Nouveau Objectif de prix	Cours de clôture	Ancienne Recommendation	Nouvelle Recommendation
30 Jan 26 - 08:42:59	Veneta Nikolova	€ 55.00	€ 55.00	€ 33.45	Achat	Achat
22 Jan 26 - 06:31:20	Veneta Nikolova	€ 55.00	€ 55.00	€ 34.70	Achat	Achat
09 Jan 26 - 08:17:14	Veneta Nikolova	€ 55.00	€ 55.00	€ 33.65	Achat	Achat
18 Dec 25 - 07:54:12	Veneta Nikolova	€ 55.00	€ 55.00	€ 28.25	Achat	Achat
05 Dec 25 - 07:52:45	Veneta Nikolova	€ 55.00	€ 55.00	€ 35.55	Achat	Achat
30 Oct 25 - 08:32:54	Veneta Nikolova	€ 55.00	€ 55.00	€ 33.65	Achat	Achat
24 Oct 25 - 07:57:26	Veneta Nikolova	€ 55.00	€ 55.00	€ 33.75	Achat	Achat
26 Aug 25 - 07:08:22	Veneta Nikolova	€ 55.00	€ 55.00	€ 30.55	Achat	Achat
23 Jul 25 - 06:26:29	Veneta Nikolova	€ 55.00	€ 55.00	€ 35.85	Achat	Achat
27 Jun 25 - 06:50:48	Veneta Nikolova	€ 55.00	€ 55.00	€ 35.80	Achat	Achat
18 May 25 - 22:47:24	Veneta Nikolova	€ 55.00	€ 55.00	€ 27.90	Achat	Achat
27 Apr 25 - 18:06:32	Veneta Nikolova	€ 55.00	€ 55.00	€ 29.00	Achat	Achat
10 Apr 25 - 08:58:41	Veneta Nikolova	€ 55.00	€ 55.00	€ 25.70	Achat	Achat
26 Mar 25 - 06:43:45	Veneta Nikolova	€ 70.00	€ 55.00	€ 21.30	Achat	Achat

Distribution des recommandations d'investissement

Rating	Recommendation Universe*	Portion of these provided with investment banking services**
Achat	73%	72%
Conserver	17%	63%
Vente	4%	29%
Sous revue	6%	78%

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.

La société peut fournir des services de corporate access, consistant notamment en l'organisation de rencontres, conférences ou échanges entre investisseurs et émetteurs. Ces services sont séparés de l'activité de recherche et n'ont aucune influence sur le contenu, la qualité ou l'objectivité des analyses présentées dans ce document. Les opinions exprimées sont fondées exclusivement sur des sources jugées fiables et sur l'analyse propre de l'auteur, indépendamment de toute relation commerciale ou organisation d'accès aux émetteurs. La rémunération de l'auteur ou de l'associé n'était, n'est ou ne sera directement ou indirectement liée aux relations commerciales ou organisations d'accès aux émetteurs.

Les services de corporate access sont fournis dans le respect des exigences réglementaires applicables.