



INDUSTRIE



N° 5

Hydrogène, CCUS... les technologies de rupture restent marginales et dépendantes des industries fossiles

- Les émissions mondiales de CO₂ de l'industrie ont légèrement crû entre 2015 et 2022, principalement poussées par la combustion d'énergie.
- Longtemps ignorée, la capture et le stockage du CO₂ mobilise à nouveau les investisseurs - surtout des compagnies pétrolières, qui prolongent la durée de vie des puits en déplétion. Le potentiel de capture installé et en développement demeure très faible.
- Malgré des investissements politiques et financiers croissants depuis les plans de relance post-pandémie, les procédés de production d'hydrogène « vert » et ses usages décarbonés restent encore anecdotiques, et dépendent de la disponibilité d'un mix électrique décarboné.
- La quête de souveraineté sur les métaux stratégiques à la transition définit les contours d'une nouvelle géopolitique des matières premières entre pays industrialisés, la Chine contrôlant les chaînes de valeur, et les émergents riches en ressources naturelles (Indonésie, RDC, Bolivie...).

LES CHIFFRES CLÉS

Les émissions industrielles concentrées dans quelques secteurs lourds

- **+1 % d'émissions directes de l'industrie** entre 2015-2022 ; la sidérurgie (+5 %), la chimie (+1 %) et la cimenterie (+11 %) occupent 71 % des émissions du secteur (AIE, 2023a).

L'hydrogène vert a encore loin de sa propre décarbonation

- **95 Mt d'hydrogène (H₂) produits** en 2022 ; >1 % est d'origine bas-carbone, et 0,04 % par électricité renouvelable (AIE, 2022).
- **40,8 %** de la production est destiné au raffinage du pétrole ; le reste pour pro-

duire méthanol, ammoniac et minéral de fer pré-réduit. 0,04 % est consacré aux usages bas carbone (transport, stockage, décarbonation industrie...) (*ibid.*).

- **25 États** avaient adopté une stratégie hydrogène en 2021, contre 3 en 2019 : la pandémie a marqué un tournant dans les investissements (*ibid.*).

La capture et le stockage du carbone portée par le secteur pétrolier

- **42,6 millions de tonnes par an (Mtpa)**, la capacité de capture du carbone en 2022 (+44 % depuis 2015) ; soit les émissions de la Suède, 0,1 % des émissions mondiales (Global CCS Institute, 2022).
- **20/30 sites de CSC** financés grâce à la récupération assistée de pétrole (*ibid.*).

- **1 seul site** industriel équipé en CSC : une cimenterie aux Émirats arabes unis (*ibid.*).

Des métaux stratégiques à la transition de plus en plus critiques

- Lithium (+539 %), cobalt (+124 %), nickel (+118 %), terres rares (+160 %), cuivre (+60 %) ... **l'inflation** n'épargne aucun des métaux de transition (FMI, 2023).
- 74 % du cobalt est extrait en RDC ; 68 % des terres rares en Chine, 49 % du nickel en Indonésie ; 47 % du lithium en Australie ; 24 % du cuivre en Chili ... La Chine maîtrise 57 % du raffinage de ces métaux (AIE, 2023b).
- **14 % des besoins énergétiques** de l'industrie minière couverts par les énergies renouvelables (REN21, 2023).



POUR ALLER PLUS LOIN

TENDANCES

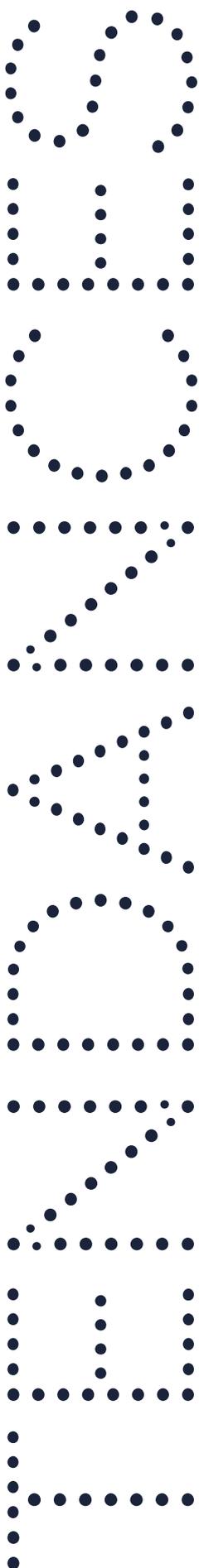
- « [Le CCUS entre dans une période charnière](#) » (2021)
- « [À la faveur de la relance, « l'économie hydrogène » gagne en crédibilité](#) » (2021)
- « [« Yes, in my backyard ! » Sous tension, la compétition internationale s'intensifie pour l'accès aux métaux stratégique à la transition énergétique](#) » (2021)
- « [L'acier décarboné : un alliage entre solutions miracles et investissements massifs](#) » (2020)



CAS D'ÉTUDE

- **ALSACE** • « [Vers une production de lithium bas carbone made-in-Europe avec le projet EuGeLi](#) » (2022)
- **NORVÈGE** • « [Le projet Longship : le CCS pour décarboner l'industrie lourde](#) » (2021)
- **TOKYO** • « [L'hydrogène attise la flamme des Jeux olympiques](#) » (2021)
- **CHILI** • « [Un acteur émergent clef dans le secteur des énergies renouvelables](#) » (2019)





Pour décarboner l'industrie, les promesses des technologies de rupture se heurtent à l'échelle industrielle

YAËL MASSINI • Assistant de recherche, Observatoire mondial de l'action climat, Climate Chance

ANTOINE GILLOD • Directeur de l'Observatoire mondial de l'action climat, Climate Chance

L'alignement des industriels sur la neutralité carbone requiert une décarbonation profonde de procédés de production parfois poussés à leur limite thermodynamique. Une gageure pour certaines industries lourdes, comme la cimenterie, la sidérurgie et la chimie, dont le cœur d'activités ne peut faire l'économie de processus industriels très émetteurs. Après des années de balbutiements, deux technologies ont trouvé une nouvelle dynamique auprès des gouvernements et des investisseurs pour répondre à ce défi : l'hydrogène et la capture et stockage du CO₂. À cet élan s'adjoint une concurrence accrue entre nations pour l'accès aux minerais stratégiques aux industries de transition, qui positionne les compagnies minières au cœur du jeu géopolitique et pousse les États à un effort global de relocalisation industrielle.

De 2015 à 2022, les émissions directes de l'industrie (FIGURE 1), qui occupent 25 % des émissions mondiales, ont augmenté de 1 %, avec des trajectoires variables selon les pays (FIGURE 2)^a. **71 % des émissions industrielles provient de trois secteurs uniquement : la sidérurgie (+ 5% entre 2015 et 2022), la chimie-pétrochimie (+1 %) et la cimenterie (+ 11%)¹.** Parce que leurs procédés sont hautement émetteurs et que la quantité de chaleur requise limite l'électrification, ces industries lourdes sont particulièrement difficiles à décarboner (*hard-to-abate*)². Depuis 2015, deux « technologies de rupture » ont nourri les espoirs des États et des

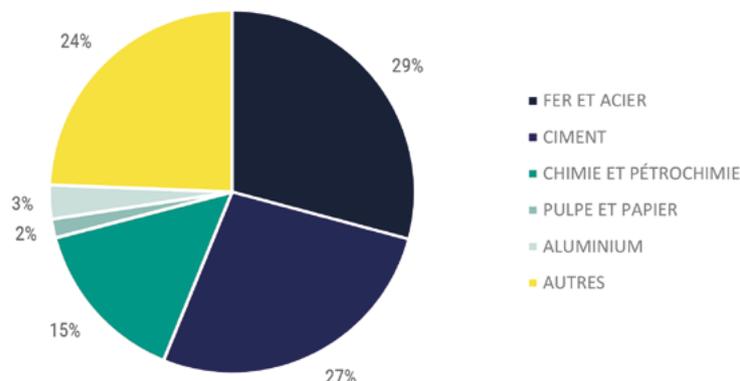
industriels de repousser les frontières de la décarbonation de ces secteurs : « l'hydrogène vert » et la capture et le stockage du carbone (CSC). Encore embryonnaires, ces deux nouveaux fronts technologiques, véritables filières industrielles en elles-mêmes, ont bénéficié de soutiens politiques et financiers croissants depuis 2015. En parallèle, l'affirmation de nouvelles ambitions industrielles sur les secteurs de transition (automobiles électriques, technologies renouvelables, batteries de stockage...) rabat les cartes de la géopolitique minière. La décarbonation de l'industrie minière prend, ouvre, dans ce contexte, un nouvel enjeu.

^a Sauf indication contraire, les données utilisées sont tirées de la base de données « Global CO₂ and Energy » d'Enerdata.

FIGURE 1

ÉMISSIONS MONDIALES DE CO₂ LIÉES À LA COMBUSTION DANS L'INDUSTRIE, 2022

Source : Agence internationale de l'énergie, 2023



Avant de servir la décarbonation, l'hydrogène n'a pas encore réalisé sa propre transition

De faibles capacités très dépendantes de procédés et d'usages carbonés

En 2021, la production mondiale d'hydrogène s'élevait à 94 millions de tonnes d'hydrogène (MtH₂), soit une hausse de 5 % par rapport à 2019, rapporte l'Agence internationale de l'énergie (AIE)³. À l'origine de 900 MtCO₂ par an, les procédés de production de l'hydrogène restent très carbonés⁴ : **99 % de l'hydrogène est qualifié de « gris », produit à partir d'énergies fossiles par vaporeformage du méthane ou gazéification du charbon. Moins de 1 % de la production d'hydrogène**

actuelle est « bas carbone » (FIGURE 3), pour l'essentiel issue des mêmes procédés fossiles, mais au sein de sites équipés de technologies de capture et stockage de carbone (CSC) : c'est l'hydrogène « bleu ». L'hydrogène produit par électrolyse de l'eau ne compte que pour 0,04 % de la production, malgré une hausse de 200 % entre 2015 et 2021. Avec une capacité de production de 0,09 Mtpa, l'hydrogène « vert », produit par électrolyse à partir de sources renouvelables, restait donc encore anecdotique en 2022⁵. L'Amérique du Nord concentrait l'écrasante majorité des capacités opérationnelles de production d'hydrogène bas carbone (90 %), tandis que la Chine accueille les plus grandes capacités d'électrolyse installées (300 MW), devant l'Europe (190 MW), sur un total de 700 MW. Pour atteindre la neutralité carbone en 2050, 200 GW d'électrolyse sont nécessaires avant 2030⁶.

FIGURE 2

ÉVOLUTION DES ÉMISSIONS INDUSTRIELLES DES PRINCIPALES ÉCONOMIES MONDIALES

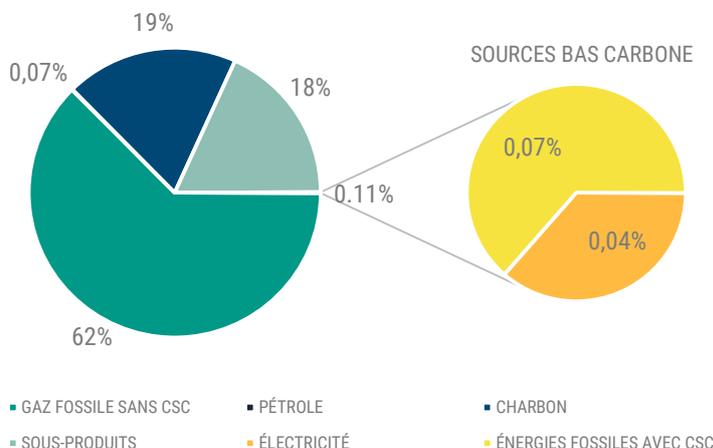
DEPUIS L'ACCORD DE PARIS (2015-2022) - Source : Climate Chance, à partir des données d'Enerdata, 2023



FIGURE 3

SOURCES DE PRODUCTION D'HYDROGÈNE DANS LE MONDE, 2021

Source : [Agence internationale de l'énergie, 2022](#)



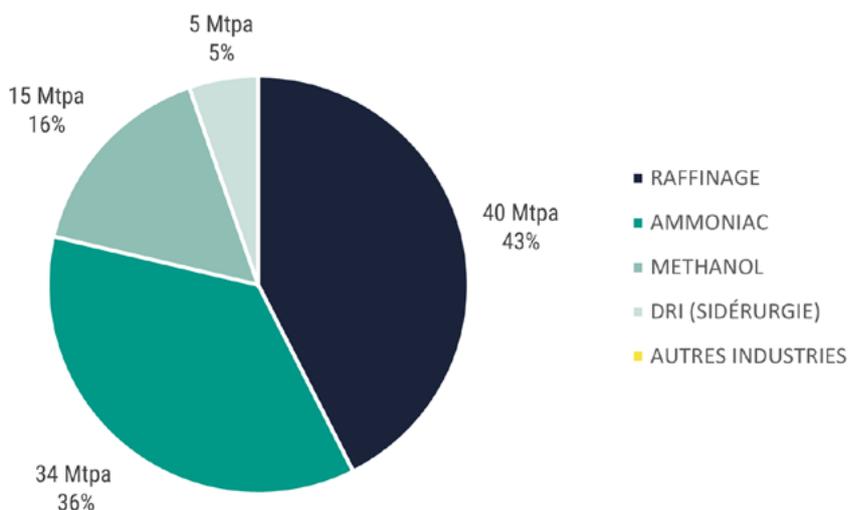
Les applications actuelles de l'hydrogène sont, elles aussi, encore très carbonées. 40,8 % de la production actuelle d'hydrogène (40 MtH₂) est destinée au raffinage du pétrole. Parmi ses usages industriels (54 MtH₂), 65 % de l'hydrogène sert à la production d'ammoniac, utilisé dans les fertilisants (+4 % entre 2018 et 2021), 25 % pour le méthanol afin de produire des solvants et de l'acide acétique (+17 % entre 2018

et 2021) et 10 % pour produire du minerai de fer pré-réduit pour la sidérurgie (+11 % entre 2018 et 2021) (**FIGURE 4**). Décarboner les transports, produire de l'acier « zéro carbone », chauffer les bâtiments, stocker l'électricité issue des énergies renouvelables intermittentes... ces usages bas carbone de l'hydrogène restent donc, pour l'heure, très minoritaires (0,04 %, selon l'AIE).

FIGURE 4

LES USAGES DE L'HYDROGÈNE ENCORE TRÈS CARBONÉS

Source : [Agence internationale de l'énergie, 2022](#)



Une dynamique d'investissement accélérée mais embryonnaire

Le dernier état des lieux de l'Hydrogen Council liste 1 040 projets liés à l'hydrogène annoncés dans le monde, pour un montant d'investissement total de 320 Md\$ à horizon 2030. Deux tiers des projets visent à accroître les capacités de production, dont 38 Mtpa d'hydrogène bas carbone (vert et bleu), localisés à 60 % en Europe et aux États-Unis – le reste vise des projets d'infrastructures et de débouchés. Pour l'heure, seules 2,1 Mtpa d'hydrogène bas carbone ont reçu une décision finale d'investissement, dont 1 Mtpa à partir d'énergies renouvelables. À 70 %, ces projets bas carbone sont situés aux États-Unis, motivés par la demande d'ammoniac et de raffinage. 230 GW de capacités d'électrolyse ont été annoncées, dont 40 % en Europe, mais seuls 9 GW ont déjà reçu une décision finale d'investissement. La production d'hydrogène « vert » n'en est donc qu'à ses balbutiements.

L'année 2020 a marqué un véritable tournant pour la filière : l'hydrogène bas carbone s'est fait une place de choix dans les annonces d'investissements publics et privés post-confinement. En 2019, seuls trois États avaient adopté des stratégies pour le développement de la production d'hydrogène dans un but de décarbonation. Ils étaient déjà 25 en 2021, plus l'UE, après l'adoption des plans de relance postpandémie, selon le décompte de l'AIE dans le *Global Hydrogen Review*. L'UE a adopté une stratégie en 2020, et consacre 10 Md€ d'investissements à l'hydrogène via le mécanisme des *projets importants d'intérêt européen commun* (PIIEC), avec un référentiel à 3,38 kgCO₂e/kgH₂ pour l'hydrogène dit « renouvelable ». Aux États-Unis, l'administration Biden-Harris a prévu 9,5 Md\$ d'investissement pour l'hydrogène dans l'« *Infrastructure Investment and Jobs Act* », ciblant une intensité carbone de 4 kgCO₂e/kgH₂ et des mécanismes de crédit d'impôt dans l'« *Inflation Reduction Act* ». Le Japon, qui fut en 2017 le premier pays à adopter une stratégie nationale pour l'hydrogène, s'est fixé de nouveaux objectifs de production en 2023, prêt à investir 107 Md\$ dans le secteur en quinze ans⁷. En mai 2022, six pays africains – Égypte, Kenya, Mauritanie, Maroc, Namibie, et l'Afrique du Sud – ont lancé l'African Green Hydrogen Alliance avec comme objectif de faire du continent un acteur clé de la production d'hydrogène vert⁸.

Ces investissements publics sont suivis d'une très forte mobilisation des industriels. En Arabie Saoudite, le plus grand site de production d'hydrogène au monde, prévu pour 2026, a recueilli 8,6 Md\$ d'investissements multipartites en 2023⁹. Les compagnies pétro-gazières jouent un rôle important d'investis-

sement, en misant sur la reconversion des infrastructures existantes. Par exemple, l'initiative *European Hydrogen Backbone*, inaugurée en 2022 par douze gestionnaires de réseau de transport de gaz européens, vise à créer un immense réseau de transport d'hydrogène à travers l'Europe en se reposant aux deux tiers sur la conversion du réseau gazier existant. Au Royaume-Uni, le projet « Zero Carbon Humber » porté par Equinor, l'entreprise sidérurgique British Steel et une dizaine d'autres partenaires, souhaite convertir le réseau de gaz de l'estuaire du Humber au transport de l'hydrogène, tout en captant le CO₂ de l'installation de production d'hydrogène pour le stocker en mer du Nord.

Des applications bas carbone encore marginales

Plusieurs applications bas carbone de l'hydrogène se font concurrence et recueillent les faveurs des investisseurs, selon les contextes locaux. Tandis que le Japon ou l'Allemagne misent sur la décarbonation du transport, l'UE cible en priorité les industries lourdes¹⁰. En Chine, premier producteur mondial d'énergie solaire et d'acier au monde, l'hydrogène vert ouvre des opportunités de stockage des énergies intermittentes et de décarbonation des industries lourdes.

En 2020, 80 % de l'hydrogène nécessaire à la production de 185 Mt d'ammoniac provenait du gaz naturel, et le reste du charbon¹¹. De grands producteurs d'engrais, comme Fertiberia et Yara, investissent désormais dans la production d'ammoniac à partir d'hydrogène vert, en partenariat avec des énergéticiens comme Iberdrola ou Engie^{12,13}. Pour le méthanol, l'Institut de physique-chimie de Dalian, en Chine, s'est lancé dans un projet de production alliant hydrogène vert et CSC¹⁴.

Dans la sidérurgie, l'hydrogène vert offre une solution bas carbone à la production de chaleur et à la phase de transformation du minerai brut (la « réduction »), qui utilise majoritairement du coke. Mais la production mondiale d'acier primaire est encore réalisée à 71,5 % dans des hauts-fourneaux au charbon¹⁵, tout comme 57 % des aciéries en projet en 2023¹⁶. Or, dans les hauts-fourneaux, une substitution complète du monoxyde de carbone par l'hydrogène n'est pas réalisable¹⁷. En 2016, l'énergéticien Vattenfall, les aciéries Swedish Steel (SSAB) et la compagnie minière Luossavaara-Kiirunavaara Aktiebolag (LKAB), ont lancé l'*Hydrogen Breakthrough Initiative (Hybrit)*. Le projet vise à fabriquer de l'acier en substituant l'hydrogène au charbon, et à la fonte brute du minerai de fer pré-réduit (*direct reduced iron - DRI*) fabriqué à partir d'hydrogène vert¹⁸. L'initiative « Carbon2Value », portée d'ArcelorMittal, combine la production

de DRI via l'hydrogène avec le CSC afin de réduire les émissions des sites. En France, à Dunkerque, en partenariat avec l'Agence de la transition écologique (ADEME) et l'IFP énergies nouvelles (IFPEN), le groupe construit un projet pilote basé sur ces méthodes¹⁹.

La capture du carbone, un développement qui se conjugue au conditionnel

Un boom des investissements sans précédent

Les technologies de capture et de stockage du carbone (CSC) ont, elles aussi, connu un fort regain d'intérêt depuis 2017. Ce terme recouvre différentes familles de technologies visant à capter le CO₂ de fumées industrielles ou provenant de centrales électriques alimentées par des énergies fossiles et à le transporter jusqu'à un point de stockage afin de le séquestrer de façon permanente en couche

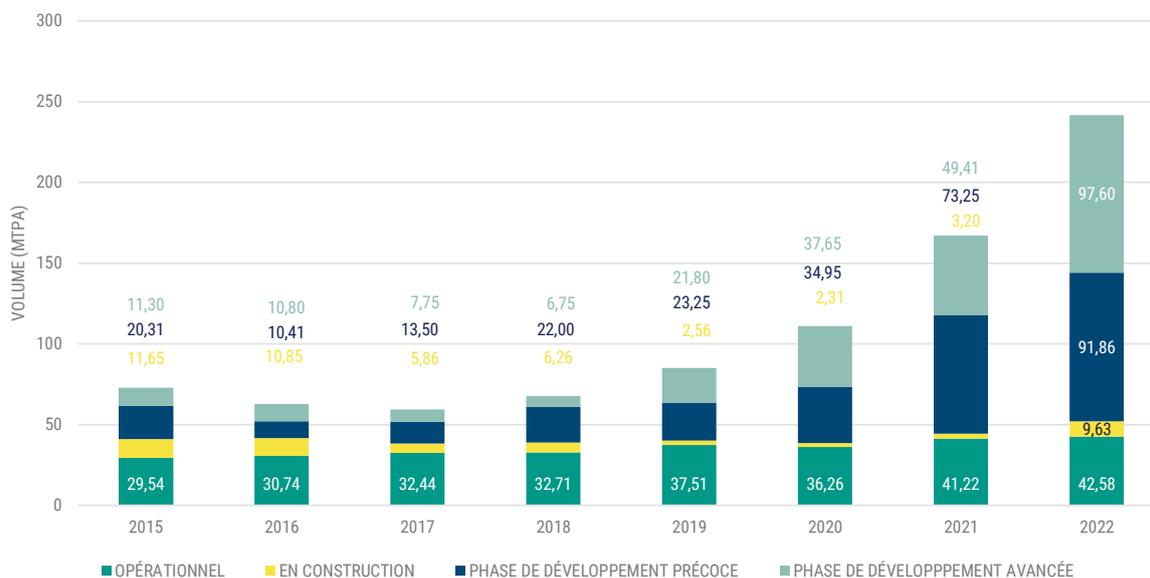
géologique profonde, ou de le réutiliser.

Les investissements mondiaux dans la CSC ont atteint 6,4 Md\$ en 2022 – dont 45 % aux États-Unis – soit près de six fois plus qu'en 2019²⁰. En septembre 2022, il existait 30 sites opérationnels dans le monde, avec une capacité de capture totale de 42,6 millions de tonnes de CO₂ par an (Mtpa), contre 29,54 Mtpa en 2015. Cela représente une capacité de capture moyenne de 1,4 Mtpa. Les capacités actuelles de capture sont donc aujourd'hui à peu près égales aux émissions de la Suède, soit 0,1 % des émissions mondiales. 164 projets sont en cours de développement, dont 11 en construction et 78 en développement avancé, représentant un potentiel de capture de 244 Mtpa (0,65 % des émissions mondiales). Entre 2015 et 2022, les projets en phase de développement précoce ont été multipliés par 3,5 et ceux en phases avancées par 7,6 (FIGURE 5). 61 nouveaux projets ont été annoncés en 2022²¹.

FIGURE 5

PROJETS DE SITES COMMERCIAUX DE CSC, PAR CAPACITÉ DE CAPTURE (MPTA)

Source : *Global CCS Institute, 2022*



La CSC portée par le secteur pétrogazier

La filière CSC révèle, elle aussi, une forte dépendance aux industries fossiles. **Historiquement, la majorité des projets de CSC ont été financés grâce à la récupération assistée de pétrole (Enhanced Oil Recovery – EOR) : 20 des 30 sites opérationnels stockent leur carbone dans des puits de pétrole pour en prolonger la durée de vie**, réduisant de fait la contribution réelle des CSC aux efforts mondiaux d'atténuation. Quatorze de ces sites sont des installations de trai-

tement du gaz naturel, cinq de production d'éthanol et méthanol, une raffinerie et un site pétrochimique opéré par Sinopec, l'entreprise pétrolière nationale chinoise. Les projets opérationnels sont concentrés aux États-Unis et au Canada (18), grands producteurs de pétrole. En Europe, 73 projets sont en cours de développement, en particulier dans des pays disposant de ressources en hydrocarbures et d'un tissu industriel fort : le Royaume-Uni, les Pays-Bas et la Norvège.



Ainsi, 85 % des partenaires des projets de CSC sont des entreprises du secteur des énergies fossiles²². En 2020, les CSC représentaient le troisième poste de dépense « bas carbone » des majors pétrolières²³, qui disposent des infrastructures nécessaires pour le transport du carbone par pipeline et sont intéressées par le prolongement de la durée de vie des puits. Au Royaume-Uni, le projet « Net-Zero Teesside », qui vise la capture et le stockage de 2 MtCO₂/an émis par une centrale à gaz dans des formations salines de la Mer du Nord, est financé par le consortium Oil and Gas Climate Investment (30 % du pétrole mondial) et soutenu par le gouvernement britannique. Au Canada, le projet « Alberta Carbon Trunk Line » (ACTL) réinjectera dans les puits de pétrole afin d'en prolonger la durée d'exploitation une partie du CO₂ capté en sortie d'usine de fabrication d'engrais et d'une raffinerie de sable bitumineux²⁴.

Capter les émissions de l'industrie lourde, un horizon encore lointain

Pour l'heure, il n'existe qu'une seule installation de CSC en sortie de site industriel : Abu Dhabi CCS capture 90 % (0,8 Mtpa) d'une aciérie à Mussafah, aux Émirats arabes unis, pour l'injecter 43 km plus loin dans des champs pétroliers²⁵. Le déploiement des CSC est pourtant attractif pour l'industrie cimentière, dont la concentration des émissions de CO₂ facilite sa capture²⁶. En Norvège, le projet Longship vise notamment à capter 44 % des 900 000 tCO₂ émises chaque année par la cimenterie Norcem Brevik, pour les stocker dans un réservoir permanent via les infrastructures de Northern Lights, un projet de transport et stockage d'une capacité annuelle de 1,5 MtCO₂ en première phase, financé à hauteur de 680 M€ par Equinor, Shell et TotalEnergies²⁷. En France, l'éparpillement et la distance entre les cimenteries et les sites de stockage font obstacle à l'adoption à grande échelle de cette technique²⁸.

Les autres applications sont encore à l'état de démonstrateurs ou en développement. Il n'existe aujourd'hui qu'un seul site de capture directe du CO₂ dans l'air (*direct air capture – DAC*), nommé ORCA, en Islande. Ouvert en 2021 par l'entreprise suisse Climeworks, c'est l'installation avec la plus faible capacité d'entre toutes les technologies de CSC (0,004 Mtpa). Le site bénéficie d'une source géothermique pour l'approvisionner en électricité, et le CO₂ est stocké dans un réservoir dédié. Climeworks a levé 650 M\$ en avril 2022 pour développer de nouvelles installations²⁹. Par ailleurs, aucun site de bioénergie avec capture du CO₂ (BECCS) n'est encore opérationnel dans le monde ; l'ancienne centrale à charbon de Drax (Royaume-Uni), désormais convertie à la biomasse, doit inaugurer en 2027 la plus grande

capacité de captage et de stockage de CO₂ (8 Mtpa) au monde. Enfin, en dépit de la complémentarité des deux technologies, il n'existe que deux sites de production d'hydrogène bleu (avec CCS) dans le monde, opérés par Shell au Canada depuis 2015 (stockage géologique) et Air Products & Chemicals Inc. au Texas depuis 2013 (EOR).

Malgré une bascule progressive vers le stockage du CO₂ en formation saline profonde aux États-Unis et en mer du Nord, le stockage dans les puits de pétrole va s'étendre en Australie, en Asie du Sud-est et au Royaume-Uni. Par exemple au Royaume-Uni, le gouvernement a annoncé soutenir, en parallèle de l'octroi de nouvelles licences d'exploitation de champs pétro-gaziers, deux nouveaux projets de CSC. Parmi eux, le projet Viking (transport et stockage), détenu à 40 % par BP, doit réutiliser un réseau de pipelines pour acheminer le CO₂ capté vers les champs en déplétion en Mer du Nord³⁰.

Les secteurs en transition mettent la pression sur les ressources minérales stratégiques

L'électrification des usages intensifie les besoins en minerais de l'économie mondiale

Moteur de la décarbonation, la consommation finale d'électricité dans le monde a augmenté de 38 % entre 2010 et 2022. L'électrification des usages, combinée à la hausse des renouvelables dans le mix électrique, connecte la transition aux enjeux globaux d'approvisionnement en minerais stratégiques³¹. Car dans la dernière décennie, l'intensité métallique des nouvelles capacités de production électrique a augmenté de 50 %. À puissance égale, une éolienne réclame neuf fois plus de métaux qu'une centrale à gaz, et une voiture électrique six fois plus qu'une voiture thermique. L'AIE estime que la production de métaux devra être multipliée par six d'ici 2040 dans un scénario de neutralité carbone en 2050³².

Même s'ils sont abondants dans la croûte terrestre, beaucoup de ces métaux sont considérés comme « critiques » par des États en raison des risques qui pèsent sur son approvisionnement (disponibilité géologique, concentration de l'extraction et de la production, stabilité politique des pays producteurs, etc.), et de l'importance du métal pour les économies. Le cobalt, le cuivre, le nickel, le lithium et les terres rares, composants clés des plus importantes technologies de transition (batteries, éoliennes...) font l'objet d'une attention toute particulière³³.

La concentration se révèle sur l'extraction, et encore davantage pour le raffinage (FIGURE 6). Aujourd'hui, la République démocratique du Congo (RDC) extrait 74 % du cobalt, l'Indonésie 49 % du nickel, l'Australie 47 % du lithium, le Chili 24 % du cuivre, et la Chine 68 % des terres rares. La Chine est quasiment incontournable lors des étapes de raffinage, qu'elle contrôle à 90 % pour les terres rares, 65 % pour le lithium, 74 % pour le cobalt et 42 % pour le cuivre ; l'Indonésie maîtrise 42 % du raffinage du nickel³⁴. Dans ce contexte de concentration, l'accroissement

de la demande observée dans plusieurs secteurs en transition (CF. TENDANCES « ÉNERGIE » ET « TRANSPORT ») a provoqué une forte inflation des prix. Entre 2015 et 2022, le cours prix du lithium a augmenté de 539 %. Sur la même période, le cobalt (+ 124 %), le nickel (118 %), les terres rares (160 %) et le cuivre (60 %) ont également subi une fièvre inflationniste (FIGURE 7). Ce phénomène a pesé sur les filières industrielles stratégiques à la transition, notamment des batteries électriques, dont le prix est fortement dépendant du cours de ces métaux.

FIGURE 6

PART DU TOP TROIS DES PAYS PRODUCTEURS EN TERMES D'EXTRACTION ET DE RAFFINAGE D'UNE SÉLECTION DE MINÉRAIS, 2022 - Source : Agence internationale de l'énergie, 2022

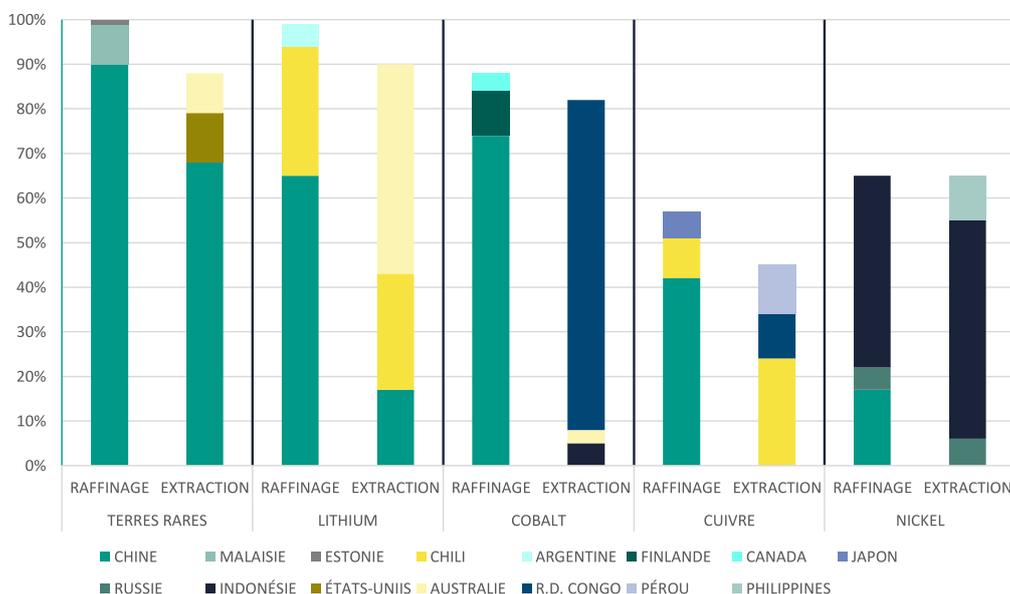
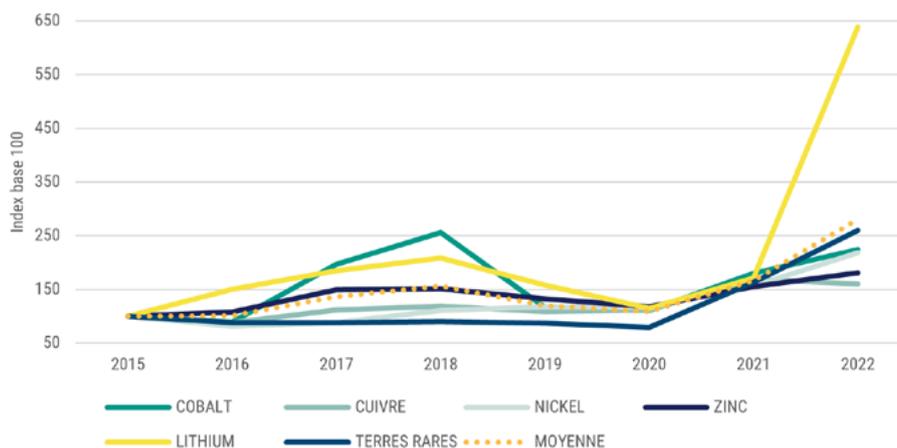


FIGURE 7

ÉVOLUTION DE L'INDICE DES PRIX D'UNE SÉLECTION DE MINÉRAIS, 2015-2022

Source : Climate Chance, à partir des données du FMI Primary Commodity Price System



Des mines aux usines, la quête de contrôle et de souveraineté des États

Dans un double contexte d'accélération de certains secteurs de transition et de tensions géopolitiques croissantes, l'accès aux métaux stratégiques ravive les nationalismes économiques. D'un côté, des États industrialisés dépendants des importations cherchent à sécuriser leur approvisionnement, via des joint-ventures, accords de libre-échange, contrats d'approvisionnement et l'ouverture de mines sur leurs propres territoires³⁵. Le « *Critical Raw Materials Act* » européen et l'ordre exécutif 14017 « *America's Supply Chain* » aux États-Unis répondent à cet objectif^{36,37}. À l'inverse, des pays émergents riches en minerais s'engagent dans une stratégie d'industrialisation en substitution aux exportations, et resserrent l'offre mondiale de minerais afin de tirer profit de leurs ressources en matières premières pour intégrer les chaînes de valeur et gagner en valeur ajoutée. Le président chilien Gabriel Boric a émis le souhait de renforcer le contrôle d'État sur le lithium national. En avril 2022, le Mexique avait déjà créé Litio para México, une entreprise d'État pour nationaliser ses ressources³⁸. En 2021, le coréen LG Energy Solution (LGES), leader mondial des batteries, avait signé un protocole d'accord avec quatre entreprises publiques indonésiennes pour former l'Indonesian Battery Corporation, afin de créer une industrie nationale du nickel³⁹.

L'ouverture de nouvelles mines ne va pas sans se heurter à l'opposition d'une société civile qui a parfois depuis longtemps tourné la page de son histoire minière, ou sur fond d'inquiétude environnementales. En Serbie, une importante opposition populaire a poussé le gouvernement à annuler le plus grand projet de mine de lithium en Europe, dans la vallée Jadar⁴⁰. Au Portugal, sur fond de protection du patrimoine naturel, des mouvements locaux se mobilisent et manifestent contre la volonté des autorités d'ouvrir des concessions minières pour l'exploitation du lithium dans la région⁴¹. En Indonésie, de plus en plus de militants sont arrêtés depuis la révision de la loi minière en 2020 : en 2021, 53 personnes étaient poursuivies pour des charges criminelles pour s'être opposées à des projets miniers⁴².

Afin de répondre aux préoccupations environnementales, des entreprises innovent pour réduire les nuisances environnementales des activités minières. Le projet « Zero Carbon Lithium » déployé en Allemagne par l'entreprise australienne Vulcan, avec le soutien du constructeur automobile Stellantis, et le projet « European Geothermal Lithium Brine » (EuGeLi) de la compagnie minière française Eramet, en partenariat avec Electricité de Strasbourg, misent

sur l'extraction du lithium des eaux de saumure géothermales pour réduire les émissions de carbone, la consommation d'eau et le coût des mines à ciel ouvert ou des bassins d'évaporation habituellement employés dans le secteur⁴³.

Dans l'ensemble, les entreprises du secteur minier ont pris conscience de leur rôle stratégique pour fournir les matières premières nécessaires à la transition technologique bas carbone. Ainsi, leurs plans de transition se fondent sur trois axes stratégiques. D'abord, désinvestir totalement ou progressivement des énergies carbonées : Anglo American a mis fin à sa production de charbon thermique en Afrique du Sud⁴⁴, tandis que la branche pétrole de BHP a fusionné avec Woodside Petroleum⁴⁵. Ensuite, réduire l'intensité carbone de leurs activités d'extraction et de l'ensemble de la chaîne d'approvisionnement : seuls 14 % des besoins énergétiques de l'industrie minière étaient couverts par des sources renouvelables en 2021, pourtant la plus électrifiée des industries lourdes (44 %) ⁴⁶. Enfin, les compagnies tentent de privilégier l'exploitation de mines de métaux destinés à approvisionner les marchés bas carbone et contribuer ainsi à la transition énergétique et technologique en aval des filières lors des étapes de transformation des matières premières en produits finis ou semi-finis. Ce positionnement prend la forme de multiples fusions et acquisitions⁴⁷, mais aussi de joint-venture visant à innover dans les industries *hard-to-abate*. Sur ce dernier axe, Rio Tinto et Alcoa ont par exemple formé une joint-venture en 2018, Elysis, pour développer un procédé de production d'aluminium sans rejet de CO₂, déjà commandés par BMW pour alimenter ses lignes de production dès 2024⁴⁸.

BIBLIOGRAPHIE

RETOUR PAGE PRÉCÉDENTE

- 1 IEA (15/06/2023). [Direct CO₂ emissions from industry in the Net Zero Scenario, 2000-2030](#). International Energy Agency.
- 2 Gross, S. (2021). [The Challenge of Decarbonizing Heavy Industry](#). Brookings
- 3 IEA (2022). [Global Hydrogen Review 2022](#). International Energy Agency
- 4 IRENA (2020). [Green Hydrogen : Green Hydrogen: A guide to policy making](#). International Renewable Energy Agency
- 5 System Change Lab (2023). [Green Hydrogen Production](#). System Change Lab
- 6 Hydrogen Council (2022). [Hydrogen Insights 2022](#). Hydrogen Council
- 7 Reuters (06/06/2023). [Japan to invest \\$107 billion in hydrogen supply over 15 years](#). Reuters
- 8 UNFCCC (n.d.). [African Green Hydrogen Alliance](#). *Climatechampions.unfccc.int*
- 9 Jones, F. (25/05/2023). [World's largest green hydrogen plant reaches financial close](#). *Power Technology*
- 10 WEC (2021) [Hydrogen on the Horizon: Ready, Almost Set, Go? Working Paper National Hydrogen Strategies](#). World Energy Council
- 11 Mission Possible Partnership (Septembre 2022). [Making Net Zero Ammonia Possible : An Industry-backed, 1,5°-aligned transition strategy](#). *Mission Possible Partnership*
- 12 Iberdrola (24/07/2020). [Iberdrola and Fertiberia launch the largest plant producing green hydrogen for industrial use in Europe](#).
- 13 Yara (21/02/2020). [Arena announces funding for Yara Pilbara and Engie's feasibility study on a renewable hydrogen to ammonia solution in fertilizer production](#). Yara
- 14 Chinese Academy of Sciences (17/01/2020). [Thousand-tonne Scale Demonstration of Solar Fuel Synthesis Starts Operation in Lanzhou, China](#). *Chinese academy of Sciences*
- 15 World Steel Association (2023). [2023 World Steel in Figures](#). World Steel Association
- 16 Swalec C. et Grisgby-Shulte A. (2023). [2023 Pedal to the metal, it's time shift steel decarbonization into high gear](#). *Global Energy Monitor*.
- 17 Xia, Z., Jiang, Z., Zhang, X., et al. (2022). [The CO₂ reduction potential for the oxygen blast furnace with CO₂ capture and storage under hydrogen-enriched conditions](#). *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 121, pp. 1-11.
- 18 Vattenfall (18/08/2021). [Hybrit : le premier acier décarboné au monde prêt à être livré](#). Vattenfall
- 19 ArcelorMittal (2023). [Capture and storage of fossil fuel carbon](#). ArcelorMittal
- 20 BNEF (15/02/2023). [Carbon Capture Investment Hits Record High of \\$6.4 Billion](#). *BloombergNEF*
- 21 GCSSI (2022). [Global Status of CCS 2022](#). *Global CCS Institute*
- 22 Chalmin A. (15/11/2021). [Fossil Fuel Industry and investments in CCS & CCUS](#). *Geoengineering Monitor*
- 23 BNEF (2021). [Energy Transition Investment Trends. Tracking Global Investment in the Low Carbon Energy Transition](#). *BloombergNEF*
- 24 Enhance (2020). [ACTL](#). [Blog post]. Enhance
- 25 Hodge, K. (10/10/2022). [Carbon capture and storage \(CCS\) in the Middle East – a future powerhouse of the hydrogen industry?](#). *S&P Global*
- 26 Bui, M., Adjiman, C.S., Bardow, A., et al. (2018). [Carbon capture and storage \(CCS\): the way forward](#). *Energy & Environmental Science*, 11
- 27 Observatoire mondial de l'action climat (2021). [Norvège. Le projet Longship : le CCS pour décarboner l'industrie lourde](#). *Climate Chance*
- 28 EL Khamlichi, A., Gourdon, T., Padilla, S. (2020). [Les avis de l'ADEME : le captage et stockage géologique de CO₂ \(CSC\) en France : un potentiel limité pour réduire les émissions industrielles](#). *Agence de la transition écologique*
- 29 Climeworks (05/04/2022). [Climeworks raises CHF 600 million in latest equity round](#). *Climeworks*
- 30 Cavcic, M. (31/07/2023). [Viking and Acorn picked as two new clusters to expand UK's carbon capture and storage industry](#). *Offshore Energy*
- 31 Ali, S. H., D. Giurco, N., Arndt, E. et al. (2017). [Mineral supply for sustainable development requires resource governance](#). *Nature*, vol. 543
- 32 IEA (2020). [The Role of Critical Minerals in Clean Energy Transitions](#). International Energy Agency
- 33 IRENA. [World Energy Transitions Outlook 2022](#). International Renewable Energy Agency
- 34 IEA (2023). [Critical Minerals Market Review](#). International Energy Agency
- 35 Novethic (31/03/2021). [Les États-Unis relancent la production de terres rares, sur fond de tensions géopolitiques avec la Chine](#). Novethic
- 36 European Commission (2023). [European Critical Raw materials Act](#). European Commission
- 37 The White House (2021). [Executive Order on America's Supply Chains](#). The White House
- 38 Reyes, C. (23/08/2022). [Nace la empresa Litio Para México; Diario Oficial publica el decreto](#). *El Universal*
- 39 Ekonid Insight (01/04/2021). [Indonesia launches Indonesia Battery Corporation](#). *Perkumpulan Ekonomi Indonesia-Jerman*
- 40 Dunai, M., Hume, N. (20/01/2022). [Serbia pulls plug on planned Rio Tinto lithium mine](#). *Financial Times*
- 41 Morel, S. (04/02/2022). [La fièvre du lithium gagne le Portugal](#). *Le Monde*
- 42 Jong, H. N. (09/02/2022). [In Indonesia, a 'devious' policy silences opposition to mining, activists say](#). *Mongabay*
- 43 Observatoire mondial de l'action climat (2022). [Alsace. Vers une production de lithium bas carbone made-in-Europe avec le projet EuGeLi](#). *Climate Chance*
- 44 Reuters (25/03/2022). [Anglo American completes exit from South African coal miner Thungela](#). Reuters
- 45 Paul, S. (19/05/2022). [Woodside shareholders approve BHP petroleum merger](#). Reuters
- 46 REN21 (2023). [Renewables 2023 Global Status Report collection, Renewables in Energy Demand](#). REN21
- 47 Gillod, A. (2021). [Yes, in my backyard ! Sous tension, la compétition internationale s'intensifie pour l'accès aux métaux stratégiques à la transition énergétique](#). *Climate Chance*
- 48 Hill, J. S. (23/02/2023). [BMW signs up for greener aluminium in new deals with Rio Tinto](#). *The Driven*