

# Les coûts d'abattement

## Partie 7 – Acier

Rapport de la commission présidée par  
**Patrick Criqui**





# LES COÛTS D'ABATTEMENT

---

## Partie 7 – Acier

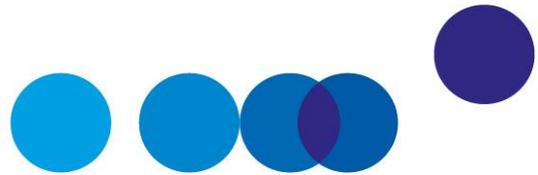
Rapport de la commission  
présidée par **Patrick Criqui**

**Rapporteurs**

Simon Ferrière et Maxime Gérardin







## PRÉSENTATION

---

À la suite de la signature de l'accord de Paris en 2015, la France s'est engagée à atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050. La Stratégie nationale bas carbone (SNBC), révisée tous les cinq ans, constitue la feuille de route française pour lutter contre le changement climatique : elle détaille les actions à mettre en œuvre dans chaque secteur.

Les coûts d'abattement des différentes solutions de décarbonation, c'est-à-dire leur coût rapporté aux émissions évitées, sont en effet une donnée essentielle pour l'élaboration d'une stratégie climat efficace. Le recours au coût d'abattement socioéconomique permet de hiérarchiser les actions de décarbonation et d'identifier celles susceptibles soit de minimiser le coût des réductions pour un objectif donné, soit de maximiser les réductions effectives d'émissions de gaz à effet de serre, à niveau d'effort donné pour la collectivité. La comparaison du coût d'abattement à la valeur de l'action pour le climat (VAC)<sup>1</sup> établit l'efficacité socioéconomique d'une action. Elle doit par ailleurs permettre de s'assurer que le niveau d'effort consenti reste proportionné au regard de la trajectoire nationale de réduction des émissions vers la neutralité carbone en 2050.

Après la publication du rapport de la commission Quinet sur la valeur de l'action pour le climat en février 2019, qui faisait le constat de la nécessité « de poser un cadre méthodologique clair et partagé pour pouvoir évaluer le coût d'abattement socioéconomique des différentes actions », la commission sur les coûts d'abattement des émissions de gaz à effet de serre a été installée en septembre 2019. Présidée par Patrick Criqui, directeur de recherche émérite au CNRS, elle est composée d'économistes et d'experts sectoriels.

L'objectif des travaux de la commission est triple :

- préciser le (ou les) sens que l'on donne au « coût d'abattement » et définir un cadre méthodologique partagé pour les calculs de ces coûts ;

---

<sup>1</sup> Quinet A. (2019), *La valeur de l'action pour le climat. Une valeur tutélaire du carbone pour évaluer les investissements et les politiques publiques*, rapport, France Stratégie, février.

- expliquer l'interprétation qui peut être faite d'une évaluation des coûts d'abattement en fonction du mode de calcul retenu, en particulier préciser comment elle peut être comparée à la valeur de l'action pour le climat ;
- présenter les coûts d'abattement harmonisés d'une série de technologies ou d'actions pour la réduction des émissions ainsi que l'utilisation qui pourrait en être faite au service des politiques climatiques et les limites de cette utilisation.

Après une première partie méthodologique qui explicite le concept et les méthodes de calcul des coûts d'abattement socioéconomiques, des travaux sectoriels de cette commission sont publiés successivement depuis 2021 : transports, électricité, hydrogène, logement, ciment, acier – le sujet du présent rapport – et agriculture (à venir).

## Volets déjà publiés

1. Criqui P. (2021), *Les coûts d'abattement. Partie 1 – Méthodologie*, rapport de la commission sur les coûts d'abattement, France Stratégie, juin, 70 p. Rapporteurs : Stéphane Crémel (Direction générale du Trésor) ; Aude Pommeret (France Stratégie)
2. Criqui P. (2021), *Les coûts d'abattement. Partie 2 – Transports*, rapport de la commission sur les coûts d'abattement, France Stratégie, juin, 92 p. Rapporteurs : Stéphane Crémel (Direction générale du Trésor) ; Bérengère Mesqui (France Stratégie)
3. Criqui P. (2022), *Les coûts d'abattement. Partie 3 – Électricité*, rapport de la commission sur les coûts d'abattement, France Stratégie, janvier, 132 p. Rapporteurs : Silvano Domergue, Olivier de Guibert et Emmanuel Memmi (Commissariat général au développement durable) ; Julie Corberand et Aude Pommeret (France Stratégie)
4. Criqui P. (2022), *Les coûts d'abattement. Partie 4 – Hydrogène*, rapport de la commission sur les coûts d'abattement, France Stratégie, mai, 82 p. Rapporteur : Maxime Gérardin (France Stratégie)
5. Criqui P. (2022), *Les coûts d'abattement. Partie 5 – Logement*, rapport de la commission sur les coûts d'abattement, France Stratégie, novembre, 160 p. Rapporteurs : Boris Le Hir et Alice Robinet (France Stratégie)
6. Criqui P. (2023), *Les coûts d'abattement. Partie 6 – Ciment*, rapport de la commission sur les coûts d'abattement, France Stratégie, mai, 58 p. Rapporteur : Maxime Gérardin (France Stratégie)

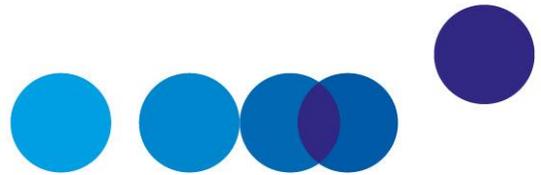


## SOMMAIRE

---

<b>Synthèse</b> .....	<b>7</b>
<b>Introduction</b> .....	<b>15</b>
<b>Chapitre 1 – La fonte et l’acier aujourd’hui</b> .....	<b>17</b>
1. Les usages de la fonte et de l’acier .....	17
2. Panorama de la production et de la consommation d’acier .....	18
3. Le retour de l’acier usagé dans le cycle : les ferrailles.....	22
4. Les voies de production de l’acier .....	25
<b>Chapitre 2 – La décarbonation de l’acier</b> .....	<b>37</b>
1. Le recyclage croît tendanciellement mais ne décarbonera pas toute la production...37	
2. La maîtrise de la demande : un puissant levier de décarbonation.....	40
3. Comment décarboner la production d’acier primaire ?.....	42
<b>Chapitre 3 – Calcul des coûts d’abattement de la production d’acier primaire</b> ..	<b>57</b>
1. Cadrage méthodologique.....	57
2. La réduction directe.....	64
3. L’électrodéposition .....	72
4. Synthèse des résultats .....	77
5. Quel coût de la décarbonation pour les acteurs privés ?.....	79
<b>ANNEXES</b>	
<b>Annexe 1 – Membres de la commission</b> .....	<b>83</b>
<b>Annexe 2 – Formules du coût d’abattement</b> .....	<b>85</b>





## SYNTHÈSE

---

L'acier, alliage de fer et de carbone, est le produit de la réduction du minerai de fer. Il est alors qualifié de « primaire ». Sa production, aujourd'hui majoritairement effectuée au charbon, est responsable de la plus grande part du CO<sub>2</sub> émis par la sidérurgie. Mais l'acier est également un matériau recyclable : la récupération des ferrailles – incluant les chutes de production et l'acier de fin de vie – et leur fusion dans un four à arc électrique permettent une production d'acier environ cinq fois moins émissive que la production primaire. Au total, la production d'acier émet en France environ 20 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> par an, soit 5 % des émissions de CO<sub>2</sub> françaises.

### **Le recyclage ne décarbonera pas toute la production d'acier**

Le caractère recyclable de l'acier constitue un atout pour la décarbonation de la sidérurgie. Les ferrailles doivent être mobilisées au maximum, puisqu'elles réduisent d'autant la production primaire. Mais elles sont aujourd'hui déjà largement collectées – toutes les chutes neuves et 85 % environ de l'acier en fin de vie –, si bien que le potentiel supplémentaire est limité. En outre, la production mondiale d'acier a fortement crû ces dernières décennies, si bien que les ferrailles post-consommation disponibles, résultant des produits mis sur le marché il y a quelques décennies, ne couvrent aujourd'hui que 32 % environ de la demande mondiale d'acier. Ce ratio est appelé à augmenter lentement dans les prochaines décennies, mais il restera très éloigné de 100 %.

### **La maîtrise de la demande doit être mise au cœur de la décarbonation**

Réduire la demande en acier – autrement dit maîtriser la croissance du stock de produits en acier dans l'économie – permettrait de réduire le caractère non circulaire de l'industrie de l'acier, c'est-à-dire réduire le « reste à couvrir » par la production primaire, au-delà du recyclage. Ceci concerne en particulier les infrastructures et les constructions, qui représentent la moitié environ des consommations d'acier et qui, du fait de leur longue durée de vie, ne libéreront pas de ferrailles à recycler avant longtemps.

Malheureusement, ce type de levier est aujourd'hui insuffisamment exploré, et peu ou pas valorisé par les comptabilités d'émissions les plus souvent utilisées. Une note à paraître signale notamment cet enjeu<sup>1</sup>.

## La décarbonation de la production primaire d'acier reste incontournable

Comme il restera un besoin d'acier primaire important dans les prochaines décennies, il convient d'évaluer les leviers technologiques identifiables pour sa décarbonation. Pour ce faire, la méthode d'évaluation socioéconomique par les coûts d'abattement est utilisée.

### Coûts d'abattement : de quoi s'agit-il ?

À la suite de l'accord de Paris, la France s'est fixé l'objectif de zéro émission nette à l'horizon 2050. Il s'agit d'un objectif ambitieux qui implique, pour une partie des réductions d'émissions, le déploiement de technologies coûteuses. La question se pose alors du choix des technologies à mettre en œuvre, et du moment pour le faire. La réponse canonique passe par le calcul du coût associé à la réduction de chaque tonne de CO<sub>2</sub>-équivalent d'émissions, exprimé en €/tCO<sub>2e</sub> et appelé coût d'abattement d'une action de décarbonation. Plus ce coût est faible, plus l'action sera économiquement efficace. Pour sélectionner et hiérarchiser les actions utiles du point de vue de la collectivité, il faut comparer les coûts d'abattement entre eux, mais aussi à la VAC (valeur de l'action pour le climat). Cette référence est un prix notional qui représente le niveau de coût marginal des actions les plus chères à un horizon donné pour atteindre la neutralité carbone. La commission Quinet<sup>2</sup> a fixé en 2019 la VAC à environ 180 €/tCO<sub>2e</sub> (en euros 2024) avec une augmentation progressive jusqu'en 2050, passant par 295 €/tCO<sub>2e</sub> en 2030.

Après avoir établi, cette trajectoire de la VAC pour la France, la commission Quinet constatait qu'« il est essentiel de poser un cadre méthodologique clair et partagé pour pouvoir évaluer le coût d'abattement socioéconomique des différentes actions ». Dans ce but a été mise en place une commission présidée par Patrick Criqui et appuyée par le CGDD, la DG Trésor et France Stratégie. Son travail s'inscrit dans le cadre des suites à donner à la deuxième Stratégie nationale bas carbone (SNBC 2) et de la préparation de la SNBC 3.

En plus d'aborder les aspects méthodologiques, cette commission recense et établit les coûts d'abattement (en €/tCO<sub>2e</sub> évitée) associés à différentes actions et technologies dans les secteurs du transport, de l'électricité, du bâtiment, de l'industrie, de l'hydrogène et de l'agriculture.

<sup>1</sup> Ferrière S. et Gérardin M. (2024), « Décarbonation de l'acier et autres métaux de base : fixons-nous les bons objectifs », à paraître.

<sup>2</sup> Quinet A. (2019), *La valeur de l'action pour le climat*, France Stratégie, février.

Partant d'une production primaire en hauts fourneaux, telle celle existante en France, la décarbonation de l'acier primaire se fera en deux étapes, conceptuelles et temporelles :

- Une première étape intermédiaire, **en remplaçant le charbon utilisé dans les hauts fourneaux par du gaz fossile utilisé dans des réacteurs de réduction directe**. Cette étape ne permet de décarboner que partiellement la production d'acier primaire. La technologie de **réduction directe au gaz fossile (voie 1)** est déjà disponible et mobilisée dans des pays disposant de ressources en gaz abondantes.
- Une deuxième étape, permettant une **décarbonation profonde** (à un horizon plus ou moins lointain selon les technologies), pour laquelle deux grandes voies technologiques sont envisageables :
  - partant de la **réduction directe au gaz fossile (voie 1)**, ajouter une **technologie de capture et de stockage du carbone (CSC) (voie 2)** ou remplacer le gaz fossile par de l'hydrogène bas carbone avec la **réduction directe à l'hydrogène (voie 4)** ;
  - utiliser une technologie différente (en remplacement des hauts fourneaux), encore en développement, consommant directement de l'électricité : l'électrolyse, ou **électrodéposition (voie 6)**, du minerai de fer préalablement mis en suspension.

Par ailleurs, les réacteurs de réduction directe nécessitent l'emploi d'un minerai de fer de meilleure qualité que celui utilisé aujourd'hui dans les hauts fourneaux. Il existe trois manières de pallier cette difficulté, qui toutes représentent un coût pour la décarbonation :

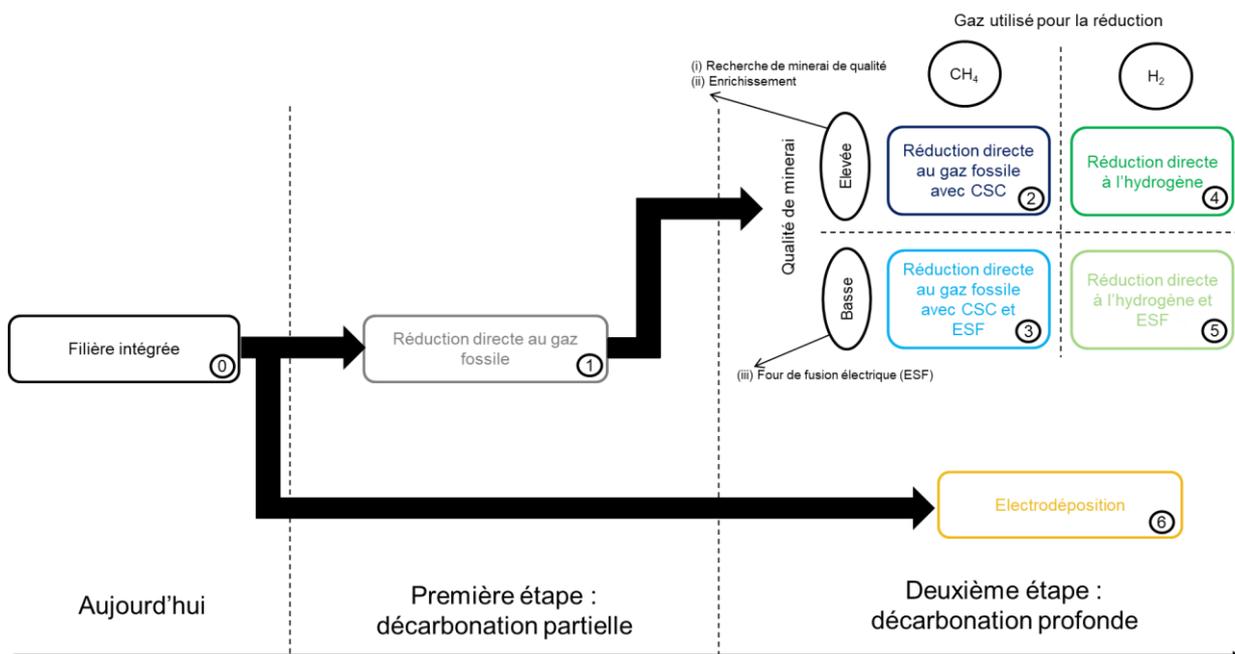
1. Exploiter préférentiellement des minerais de meilleure qualité ;
2. Utiliser des techniques d'enrichissement du minerai au niveau de la mine ;
3. Ajouter une brique technologique (four électrique de fusion<sup>1</sup> ou « ESF ») dans le procédé de fabrication de l'acier.

Ainsi, pour la réduction directe dans le cadre d'une décarbonation profonde (deuxième étape), il existe quatre configurations possibles, selon le gaz réducteur utilisé (gaz fossile ou hydrogène, respectivement en bleu ou vert sur la Figure 1) et selon la qualité de minerai (élevée, c'est-à-dire en utilisant les méthodes 1 ou 2 ci-dessus, ou basse, c'est-à-dire en utilisant la méthode 3).

---

<sup>1</sup> À distinguer du four à arc électrique cité plus haut.

Figure 1 – Vue synthétique des différentes voies de décarbonation de la production d'acier primaire



Lecture : partant de la filière intégrée actuelle, une première étape de décarbonation pourrait utiliser le gaz naturel (réduction directe), avant que le développement et la mise à l'échelle des autres technologies (celles qui permettront *in fine* une décarbonation complète) soient effectués (deuxième étape).

Source : France Stratégie

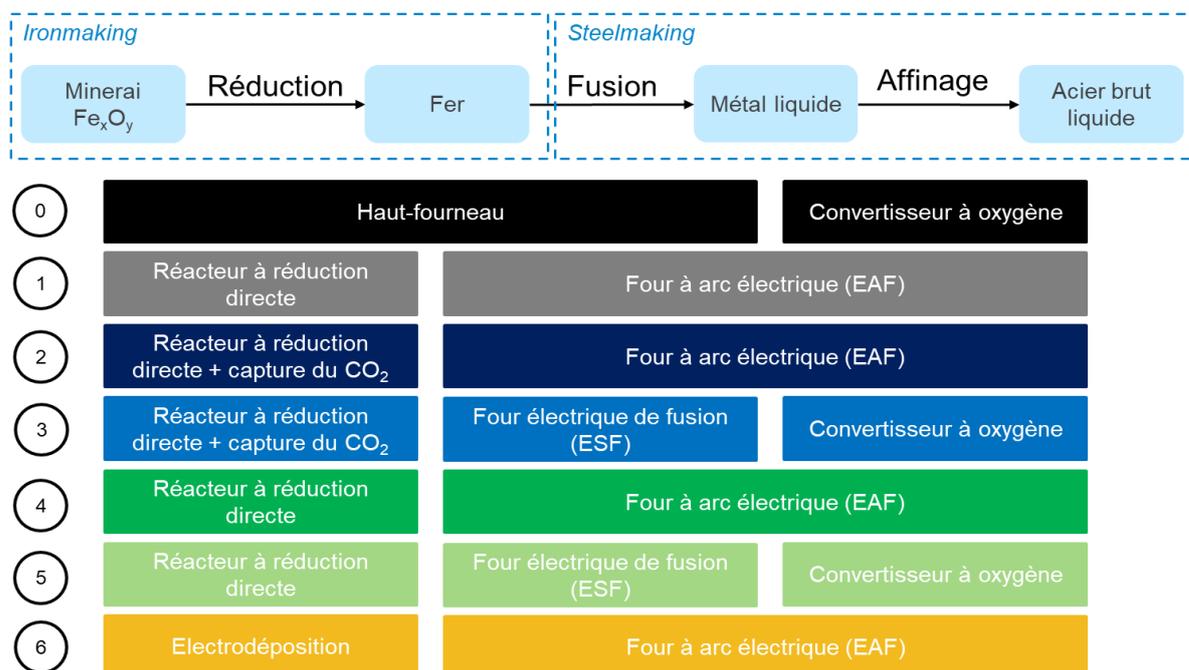
La réduction directe au gaz fossile (**voie 1** sur la Figure 2) permet de réduire les émissions d'environ 40 % (hors amont minier). Son coût d'abattement serait, sous les hypothèses de coûts et prix retenues pour les technologies et les énergies, de 75 €/tCO<sub>2</sub> à 123 €/tCO<sub>2</sub> selon la formule utilisée (voir Chapitre 3), soit bien en-deçà de la « valeur de l'action pour le climat » (VAC) de la commission Quinet 2<sup>1</sup>, c'est-à-dire de 295 €/tCO<sub>2</sub> en 2030<sup>2</sup>.

Pour réduire davantage les émissions (deuxième étape), il est possible d'ajouter la capture et le stockage géologique du CO<sub>2</sub> émis (CSC), soit en recherchant un minerai de meilleure qualité ou en utilisant une technique d'enrichissement du minerai (**voie 2**), soit en ajoutant un ESF (**voie 3**). Partant de la réduction directe au gaz fossile, le coût d'abattement de ces deux technologies serait respectivement de l'ordre de 161 €/tCO<sub>2</sub> et 253 €/tCO<sub>2</sub> en 2030, ce qui resterait en-dessous de la VAC.

<sup>1</sup> Quinet A. (2019), *La valeur de l'action pour le climat*, France Stratégie, février.

<sup>2</sup> La VAC pour 2030 calculée en 2018 était de 250 €/tCO<sub>2</sub>. Elle a été convertie en valeur de 2024 pour pouvoir être comparée aux coûts d'abattement calculés en valeur de 2024.

Figure 2 – Présentation synthétique des différentes voies technologiques étudiées



Lecture : pour chaque technologie (0 à 6), les différentes briques qui la composent permettent de remplir une ou plusieurs fonctions nécessaires à la transformation du minerai de fer en acier brut : la réduction du minerai de fer, la fusion du métal et son affinage. Pour plus de détails sur le procédé de fabrication, voir le Chapitre 1.

Source : France Stratégie

En revanche, l'utilisation de l'hydrogène pour la réduction directe (**voie 4** ou **voie 5**) conduit en 2030 à des coûts d'abattement plus élevés que les autres voies – et que la VAC<sup>1</sup>. Comme détaillé dans le volet Hydrogène<sup>2</sup>, il faudrait mettre en œuvre l'hydrogène d'une manière s'inscrivant dans la flexibilité du système électrique. Mais la CSC peut être mise en œuvre dans des temporalités plus rapides que celles permettant de compter sur de très larges périodes de marginalité bas carbone dans le système électrique. Cependant, avec une partie des étapes de fabrication réalisée dans des régions du monde disposant de minerai de bonne qualité et où l'hydrogène serait produit à moindre coût et avec des émissions faibles, cette voie pourrait à terme devenir socioéconomiquement efficace, avec un coût d'abattement s'abaissant jusqu'à environ 120 €/tCO<sub>2</sub> (**voie 4bis** dans le Tableau 1).

<sup>1</sup> Il faudrait des coûts de production de l'hydrogène bas carbone entre 1,4 €/kg et 2,6 €/kg pour que la filière de réduction directe à l'hydrogène soit compétitive (du point de vue des coûts d'abattement) par rapport à la réduction directe au gaz fossile avec CSC (avec un prix du gaz situé entre 30 €/MWh et 50 €/MWh).

<sup>2</sup> Voir Criqui P. (2022), *Les coûts d'abattement. Partie 4 – Hydrogène*, rapport de la commission sur les coûts d'abattement, France Stratégie, mai.

**Tableau 1 – Coûts d'abattement et émissions évitées  
des différentes voies technologiques en 2030**

$tCO_{2e}/t_{acier}$	Coûts d'abattement	Réduction d'émissions avec contenu carbone de l'électricité à 260 kg/MWh	Réduction d'émissions avec contenu carbone de l'électricité à 100 kg/MWh (pour information)
<b>Voie 1</b>	75 €/tCO <sub>2e</sub> à 123 €/tCO <sub>2e</sub>	-40 %	-45 %
<b>Voie 2</b>	161 €/tCO <sub>2e</sub>	-65 %	-90 %
<b>Voie 3</b>	253 €/tCO <sub>2e</sub>	-45 %	-85 %
<b>Voie 4</b>	Fortement dépendant de la mise en œuvre (flexibilité, etc.)		
<b>Voie 4bis</b>	117 €/tCO <sub>2e</sub>	-65 %	-90 %
<b>Voie 5</b>	Fortement dépendant de la mise en œuvre (flexibilité, etc.)		
<b>Voie 6</b>	192 €/tCO <sub>2e</sub> à 160 €/tCO <sub>2e</sub>	-40 % à -50 %	-85 %

Note : les réductions d'émissions correspondent à un périmètre hors amont minier. Les hypothèses reposent sur un contenu carbone de l'électricité de 260 kgCO<sub>2</sub>/MWh (contenu carbone marginal moyen), mais le potentiel d'abattement avec un contenu carbone de 100 kg/CO<sub>2</sub> (pouvant être interprété comme un contenu carbone moyen à 2035 en Europe, ou un contenu carbone marginal moyen à plus long terme) est également présenté à titre informatif. Comme toutes les voies utilisent de l'électricité, les réductions d'émissions de GES seront plus importantes avec un contenu carbone de l'électricité faible, c'est-à-dire à un horizon plus lointain (2050). Pour l'électrodéposition (**voie 6**), les fourchettes de coûts d'abattement et de réductions d'émissions correspondent aux cas où l'électrodéposition est en fonctionnement (cas 1) ou non (cas 2) dans les périodes où le moyen marginal de production d'électricité est une turbine à combustion. Mais la seule réduction directe au gaz fossile (**voie 1**) ne permettra jamais une décarbonation profonde. En outre, la réduction directe à l'hydrogène dont certaines étapes de production sont réalisées à l'étranger permet d'éviter davantage d'émissions de GES, car l'électricité y est supposée produite à partir de sources bas carbone. Pour la technologie 1, le calcul en formule 1 est également proposé (voir Chapitre 3 pour plus de détails).

Source : France Stratégie

Pour la réduction directe, la recherche d'un gisement de meilleure qualité ou l'enrichissement (**voie 2** pour le gaz fossile ou **voie 4** pour l'hydrogène) apparaissent en général moins coûteux que l'ajout d'un ESF (**voie 3** pour le gaz fossile ou **voie 5** pour l'hydrogène).

La deuxième voie technologique consiste à utiliser l'électrolyse du minerai de fer à basse température (ou électrodéposition, **voie 6**). Cette technologie consommant beaucoup d'électricité, les réductions d'émissions et les coûts d'abattement correspondants dépendent fortement des caractéristiques du mix électrique considéré<sup>1</sup>. À l'horizon 2030, son coût d'abattement est de 192 €/tCO<sub>2</sub>. L'enjeu de l'insertion de cette technologie dans le système électrique se présentera comme celui de l'insertion d'électrolyseurs producteurs d'hydrogène, détaillé dans le volet Hydrogène précité, mais sous une forme

<sup>1</sup> En hypothèse de base pour 2030, un contenu carbone marginal de 260 kgCO<sub>2</sub>/MWh, en moyenne annuelle en Europe de l'ouest, a été retenu.

un peu atténuée<sup>1</sup>. En conséquence, il ne fera sens d'insérer cette technologie que dans des systèmes électriques en décarbonation profonde, proches d'être débarrassés d'un usage marginal du gaz sur une large part de l'année ; et sa flexibilité devra être mobilisée pour éviter de solliciter le système électrique dans les périodes les plus tendues. Sous réserve des caractéristiques de coûts de la technologie, en développement, ses coûts d'abattement pourraient décroître jusqu'aux alentours de 100 €/tCO<sub>2</sub> à long terme, dans des configurations d'alimentation électrique favorables.

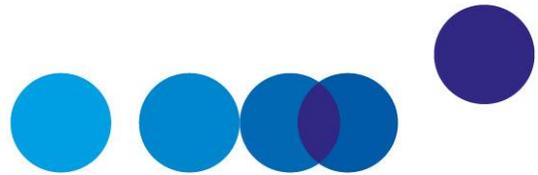
La réduction directe au gaz naturel avec CSC (**voie 2**), l'électrodéposition (ou électrolyse à basse température, **voie 6**) et la réduction directe à l'hydrogène à l'étranger (**voie 4bis**) semblent être les voies en compétition pour la décarbonation de la sidérurgie ; et leur coût d'abattement est nettement à la VAC dès 2030 (295 €/tCO<sub>2</sub>). L'ajout d'une brique ESF (**voie 3**) présente un coût d'abattement plus élevé, mais traduit les coûts supplémentaires pouvant être induits, dans les configurations les plus défavorables, par les enjeux de qualité de minerai. L'investissement dans ces trois technologies apparaît donc souhaitable, d'un point de vue socioéconomique, dès le court terme.

Finalement, il apparaît que l'industrie sidérurgique dispose d'un ensemble d'options permettant la décarbonation de la production d'acier primaire.

---

<sup>1</sup> Car l'électrodéposition, sous réserve des données issues de son développement à venir, consommerait environ 20 % d'électricité en moins, relativement à la chaîne électricité → hydrogène → réduction du minerai, laquelle correspond au cas « usages spécifiques de l'hydrogène » présenté dans Criqui P. (2022), *Les coûts d'abattement. Partie 4 – Hydrogène*, op. cit.





## INTRODUCTION

---

La sidérurgie est le premier secteur industriel émetteur de gaz à effet de serre (GES) en France, avec 22 % des émissions de l'industrie, soit 5 % des émissions totales françaises. Les émissions de la filière sont très concentrées sur deux grands sites de production d'acier brut primaire (acier produit à partir de minerai de fer) situés l'un à Dunkerque et l'autre à Fos-sur-Mer. D'autres sites, plus petits et dédiés au recyclage de l'acier de fin de vie, sont nettement moins émetteurs.

### Planification de la décarbonation de la sidérurgie

Pour le cas français, le secteur de la sidérurgie fait l'objet d'une feuille de route de filière, préparée dans le cadre du comité stratégique de filière « Mines et Métallurgie » et présentée en 2022, et d'un plan de transition sectoriel (PTS) élaboré sous la responsabilité de l'Ademe, en concertation étroite avec les industriels. De plus, les sites sidérurgiques de Dunkerque, Fos-sur-Mer et Florange d'ArcelorMittal et le site de Saint-Gobain à Pont-à-Mousson (fonte), font partie des 50 sites industriels les plus émetteurs de France. À ce titre, ils ont signé en 2023 avec l'État des contrats de transition écologique par lesquels ils s'engagent à une baisse de leurs émissions de GES de 35 % en 2030 par rapport à 1990.

La spécificité du présent document tient à la présentation de coûts d'abattement socioéconomiques calculés selon la méthodologie de la commission Criqui, pour les voies de décarbonation susceptibles d'éviter les plus forts volumes d'émissions.

### Avertissements méthodologiques

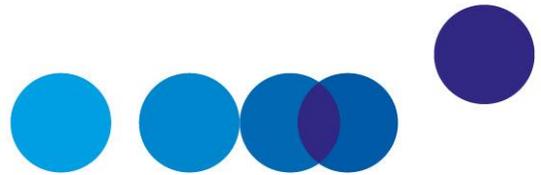
Les calculs de coûts d'abattement présentés ici renvoient à la logique des évaluations en termes d'économie publique. Ils s'entendent toujours par comparaison à une chaîne technique « de référence », à savoir celle qui satisfait la même production ou le même usage à moindre coût, dans un contexte de décarbonation incomplète. Les coûts sont dits « socioéconomiques » : ils sont considérés hors fiscalité, mais en intégrant autant que possible les principales externalités. Ils découlent de l'application du taux d'actualisation public préconisé en France au moment du début des travaux de la commission, à savoir 4,5 % par an.

Les coûts d'abattement obtenus ne doivent donc pas être compris comme une appréciation du niveau de tarification du carbone qui, s'il était atteint dans le marché de quotas européens, permettrait aux solutions examinées de se déployer spontanément. Notamment, ils ne font pas apparaître le coût éventuel du risque privé<sup>1</sup> associé à un investissement ; et le taux d'actualisation public ne coïncide a priori pas avec le coût moyen du capital pour le financement de projets.

Enfin, même en se plaçant dans une perspective socioéconomique, plusieurs modalités de calcul des coûts d'abattement distincts peuvent être considérées, en fonction de l'usage qui en est fait (voir Chapitre 3).

---

<sup>1</sup> Risque perçu par un investisseur privé.



# CHAPITRE 1

## LA FONTE ET L'ACIER AUJOURD'HUI

---

### 1. Les usages de la fonte et de l'acier

Les produits du secteur de la fonte et de l'acier peuvent être catégorisés de la manière suivante, chaque catégorie comprenant elle-même de nombreux produits<sup>1</sup> :

- Les **fontes**, alliages essentiellement de fer et de carbone, où ce dernier se trouve à plus de 2 % en masse ;
- Les **aciers**, présentant une teneur en carbone inférieure à 2 % :
  - quand les teneurs en autres éléments (aluminium, nickel, chrome, cuivre, etc.) sont limitées, il s'agit d'**aciers non alliés**, plus communément appelés aciers « carbone ». Les aciers non alliés représentent, en tonnage, la grande majorité des usages du fer, donc la majorité des émissions de gaz à effet de serre (GES) du secteur de la sidérurgie ;
  - les **aciers inoxydables** sont des aciers alliés qui contiennent au minimum 10,5 % de chrome et au maximum 1,2 % de carbone, ce qui augmente leur résistance à la corrosion ;
  - les **autres aciers alliés** répondent à des exigences particulières quant à leurs propriétés : ténacité, grosseur de grain, formabilité, etc., et sont destinés à des usages tels que les roulements, les outils et plus généralement les usages de haute performance.

La production des aciers alliés est en général, au kilogramme, plus émettrice que celle des aciers « carbone ». Néanmoins ces derniers représentent la grande majorité non seulement des tonnages mais aussi des émissions totales. Par conséquent, ce sont eux qui font l'objet d'une analyse approfondie dans ce rapport.

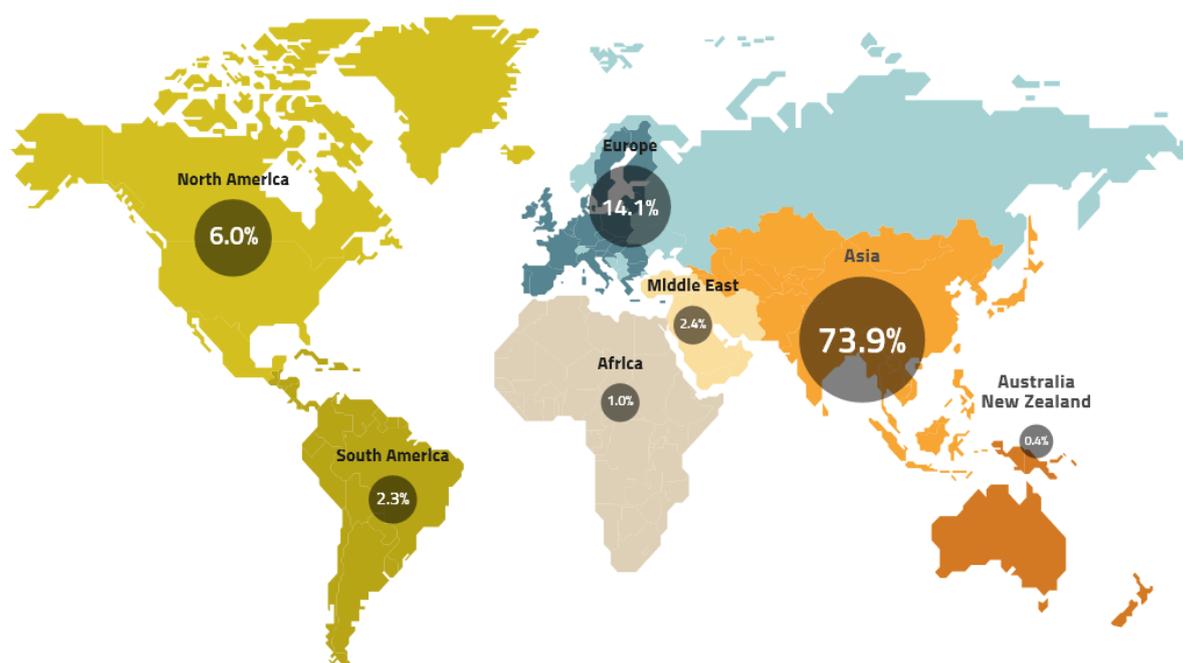
---

<sup>1</sup> Voir par exemple <http://www.a3ms.fr/la-classification-des-aciers/>

## 2. Panorama de la production et de la consommation d'acier

À l'échelle mondiale, 1 900 millions de tonnes (Mt) d'acier brut sont coulées chaque année<sup>1</sup>, ce chiffre ayant doublé en vingt ans, tiré en tout premier lieu par l'effort d'urbanisation et de construction des infrastructures en Chine, ainsi que par la construction d'infrastructures, l'industrialisation et l'extension de la société de consommation à travers le monde.

Carte 1 – Répartition mondiale de la production d'acier



Note : l'Europe représentée ici (14,1 % soit 266 Mt) comprend l'Union européenne (136 Mt) et les autres pays composant l'Europe géographique (y compris Russie). La Chine représente à elle seule près des trois quarts de la production asiatique, soit 55 % de la production mondiale.

Lecture : l'Asie représente 73,9 % de la production mondiale d'acier.

Source : Eurofer (2023), *European Steel in Figures*

Dans l'Union européenne, la production s'élève à 136 Mt par an<sup>2</sup>, les principaux producteurs étant l'Allemagne (27 %), l'Italie (16 %), la France (9 %) et l'Espagne (8 %). Mais ces pays disposent de mix de procédés de fabrication très différents : l'Allemagne et la France produisent majoritairement de l'acier primaire (à partir de minerai de fer) issus de hauts fourneaux, tandis que l'Italie et l'Espagne disposent de nombreux fours à arc électrique dont la production repose majoritairement sur le recyclage de l'acier usagé.

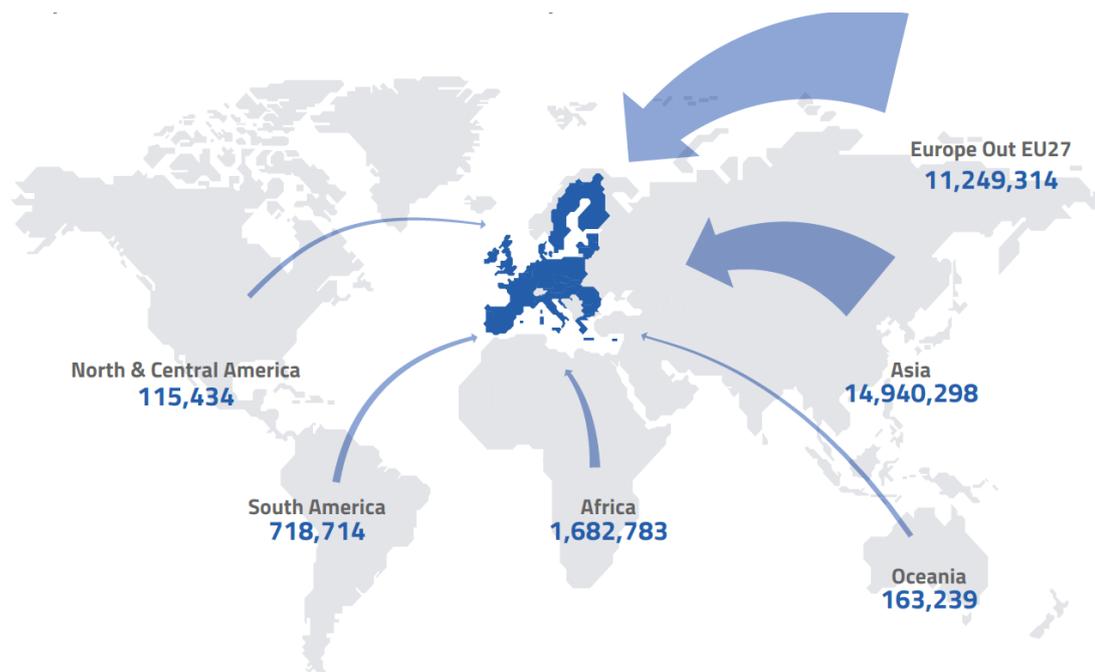
<sup>1</sup> Selon les données publiées par [Worldsteel](#).

<sup>2</sup> Eurofer (2023), *European Steel in Figures*.

Avec 15 Mt produites par an, la France pèse donc pour moins de 1 % de la production mondiale et 10 % de la production européenne. La production française d'acier a diminué de près d'un quart sur les deux dernières décennies. Cela s'explique, à l'inverse du cas des pays émergents, par un ralentissement du rythme d'urbanisation et d'équipement en infrastructures, et par une inversion de la position commerciale de l'Europe dans les échanges d'acier et de produits en acier.

Les échanges d'acier à l'échelle mondiale représentent environ 400 Mt par an<sup>1</sup>, avec pour principal exportateur la Chine (68 Mt par an, soit seulement 7 % de sa production) et pour principal importateur l'Union européenne (48 Mt par an). Cette dernière était exportatrice nette jusqu'en 2017, mais la baisse des exportations et la hausse des importations, continues depuis plusieurs années, l'ont conduit à devenir importatrice nette à hauteur de 12 Mt par an<sup>2</sup>.

**Carte 2a – Origine des importations de demi-produits en acier de l'Union européenne**



Note : un demi-produit (ou produit semi-fini) est un produit intermédiaire (lingot, brame, bloom, billette, etc.) en sortie d'usine sidérurgique qui est destiné aux secteurs en aval, qui le transforment en produit fini (tôle, rond à béton, profilés, etc.).

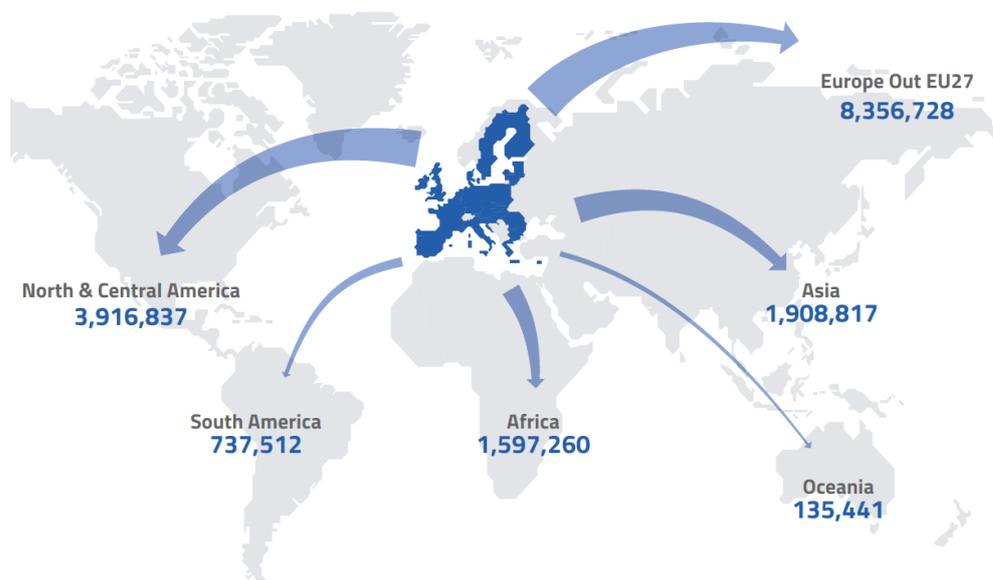
Lecture : 14,9 millions de tonnes sont importées de l'Asie vers l'UE.

Source : Eurofer (2023), *European Steel in Figures*

<sup>1</sup> <https://worldsteel.org/data/world-steel-in-figures-2023/>

<sup>2</sup> Eurofer (2023), *European Steel in Figures*.

**Carte 2b – Destination des exportations  
de demi-produits en acier de l'Union européenne**

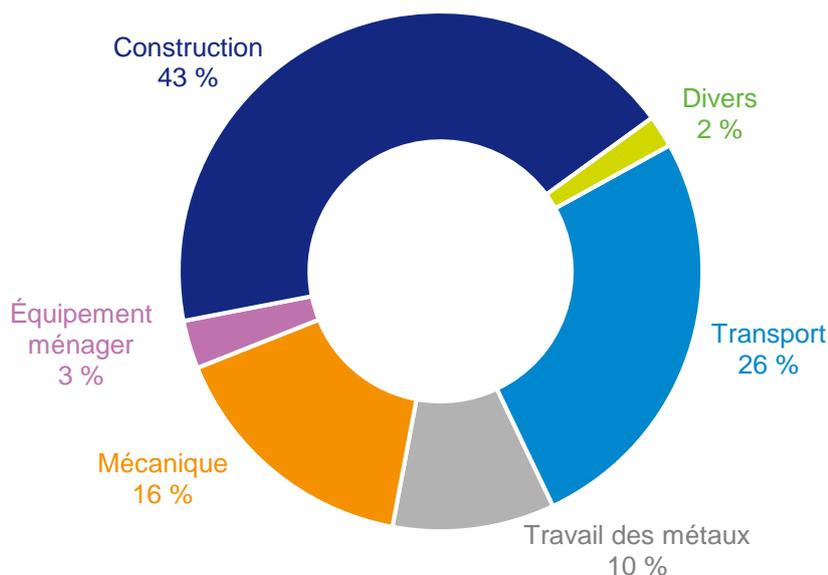


Note : un demi-produit (ou produit semi-fini) est un produit intermédiaire (lingot, brame, bloom, billette, etc.) en sortie d'usine sidérurgique qui est destiné aux secteurs en aval, qui le transforment en produit fini (tôle, rond à béton, profilés, etc.).

Lecture : 1,9 million de tonnes sont exportées depuis l'UE vers l'Asie.

Source : Eurofer (2023), *European Steel in Figures*

**Graphique 1 – Répartition des usages de l'acier en France par secteur**



Lecture : le secteur de la construction représente 43 % des usages de l'acier en France.

Source : A3M

En France, la demande intermédiaire<sup>1</sup> d'acier est d'environ 14 Mt par an. Le secteur de la construction en est le plus grand contributeur (avec 43 % de la consommation), principalement pour le béton armé et les structures métalliques (voir Graphique 1 page précédente). En deuxième place, le secteur des transports représente 26 % de la consommation d'acier, principalement l'automobile, mais également le ferroviaire et l'aéronautique. Vient ensuite le secteur de la mécanique (éléments utilisés dans l'industrie ou l'énergie), qui représente 16 % de la consommation.

La qualité requise de l'acier, qui est essentiellement déterminée par la présence d'éléments indésirables (tels que le cuivre) et par le taux de carbone contenu dans l'alliage<sup>2</sup>, diffère selon les usages. D'un côté du spectre, certains aciers utilisés dans le secteur automobile requièrent une très haute pureté, permettant d'avoir des aciers très fins (ce qui, *in fine*, permet l'allègement des véhicules). De l'autre côté, de nombreux aciers, par exemple les « fers à béton » armé, ou même certains aciers alliés (où, en quelque sorte, les éléments d'alliage désirés masquent la présence d'éléments indésirables) présentent des exigences de qualité moins sévères.

À l'avenir, les infrastructures de la transition énergétique devraient constituer une source significative de la demande en acier, notamment pour le secteur de l'éolien, sans toutefois changer profondément les ordres de grandeur actuels.

Ainsi, le JRC<sup>3</sup> a calculé<sup>4</sup> que, dans un scénario de développement extrêmement ambitieux, la demande d'acier pour l'éolien, raccordements compris, serait multipliée par presque 12 en Europe entre 2018 et 2050, ce qui la porterait à 16 Mt/an, soit environ 11 % de l'actuelle consommation européenne (148 Mt par an). Le besoin d'acier pour les éoliennes entre 2030 et 2050, représenterait donc deux années de consommation actuelle. De même en France, les objectifs de développement de l'éolien à 2050<sup>5</sup> engendreraient une demande d'environ 0,4 Mt/an d'acier (avec une demande plus élevée pour l'éolien en mer que pour l'éolien terrestre) – soit environ 3 % de la consommation française actuelle. D'ici à 2050, cela représenterait une demande totale de l'ordre de 9,5 Mt, soit moins d'une année de consommation actuelle.

---

<sup>1</sup> C'est-à-dire celle des entreprises. Sauf indication contraire, on entend ci-après par « demande » ou « consommation » celles des entreprises localisées en France. Elles ne coïncident pas forcément avec celles des utilisateurs finaux, du fait des échanges d'acier à travers les produits finis.

<sup>2</sup> Les aciers de très haute qualité ont des teneurs en carbone très faible pouvant aller jusqu'à moins de 0,0001 %.

<sup>3</sup> Joint Research Centre ou Centre commun de recherche de la Commission européenne.

<sup>4</sup> Carrara S. (2020), *Raw materials demand for wind and solar PV technologies in the transition towards a decarbonised energy system*, JRC, Publications Office of the European Union

<sup>5</sup> 40 GW de capacité installée pour l'éolien en mer et 37,6 GW pour l'éolien terrestre.

### 3. Le retour de l'acier usagé dans le cycle : les ferrailles

#### 3.1. Ferrailles : de quoi parle-t-on et pourquoi les recycler ?

L'acier est un matériau recyclable, et sa récupération dans les flux de matière est facilitée par son caractère magnétique<sup>1</sup>. De fait, l'acier « déchet », qui correspond à l'acier contenu dans les produits en fin de vie tels que les voitures, est très largement recyclé, partout dans le monde. En effet, le coût intrinsèque du recyclage de l'acier est largement inférieur au coût de la production d'acier primaire. Cette situation conduit à donner aux ferrailles une valeur de marché<sup>2</sup>, qui correspond grossièrement à la différence de coûts entre production d'acier primaire et recyclage.

Le mot « ferrailles » (en anglais *scrap*) désigne aussi bien les chutes neuves (*pre-consumer scrap*) que les ferrailles de fin de vie (*post-consumer scrap*). Les deux peuvent être recyclées selon les mêmes procédés, mais se distinguent par leur qualité et leur provenance :

- Les **chutes neuves** (appelées aussi chutes de fabrication) sont générées au sein des industries et sont peu contaminées par des éléments indésirables, ce qui conduit à les recycler presque intégralement et instantanément, à moindre coût. Deux types de chutes neuves sont distinguées :
  - les chutes neuves « internes », qui sont générées par les sidérurgistes eux-mêmes et restent dans leur cycle de production ;
  - les autres chutes neuves, qui apparaissent lors de la transformation des demi-produits en produits finis chez les clients des sidérurgistes. Ces chutes retournent ensuite dans le cycle de production des sidérurgistes.
- Les **ferrailles post-consommation** apparaissent quant à elles de manière diffuse, après un temps qui dépend du produit dont elles sont issues : de quelques mois ou années pour les emballages ou certaines pièces mécaniques d'usure à plusieurs décennies pour l'acier contenu dans les bâtiments. Certaines infrastructures stockent même presque indéfiniment l'acier, qui ne deviendra alors jamais disponible comme ferraille à recycler. Le taux de collecte des ferrailles post-consommation est estimé à 85 % environ à l'échelle mondiale<sup>3</sup>. Leur éventuelle contamination par des éléments indésirables, en particulier le cuivre, doit être prise en compte pour leur recyclage : elle

---

<sup>1</sup> Certains aciers alliés, tels que les aciers austéniques, ne possèdent pas de caractère magnétique. Cependant, leur teneur en nickel rend leur récupération économiquement intéressante.

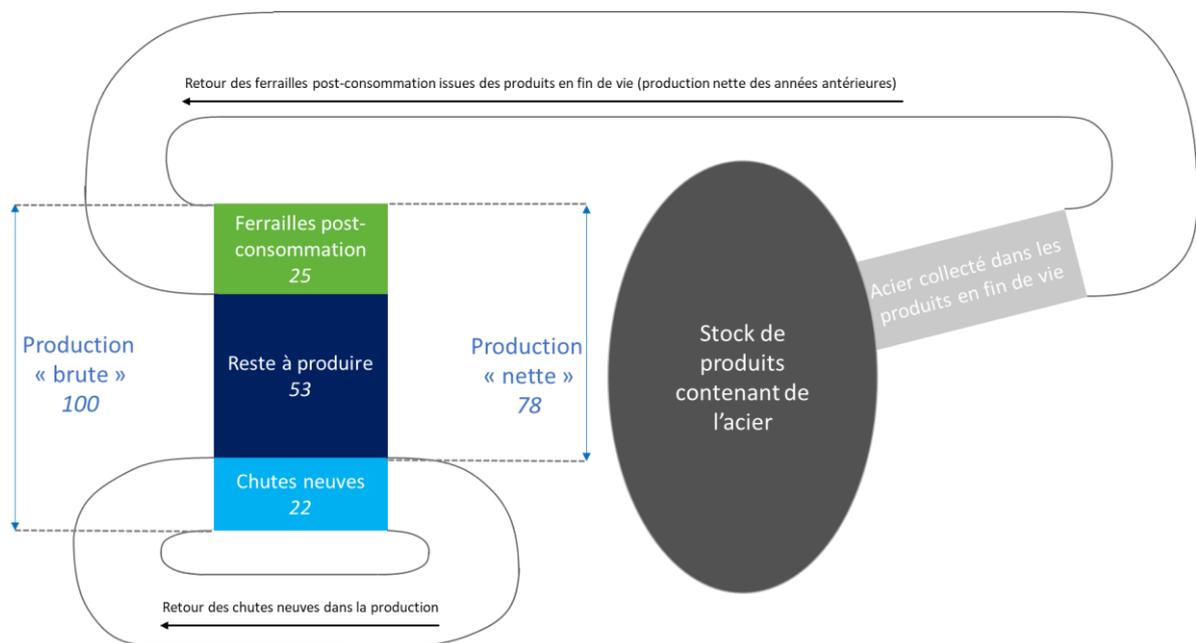
<sup>2</sup> Plusieurs produits « ferraille » sont cotés sur le London Metals Exchange.

<sup>3</sup> AIE (2020), *Iron and Steel Technology Roadmap*, Paris.

impose des étapes de tri et de préparation de la ferraille, et des contraintes quant aux produits dans lesquels intégrer cette ferraille.

Les statistiques détaillées de production compilées par l'association WorldSteel portent sur l'acier « brut », c'est-à-dire l'acier coulé en aciérie. Ce choix, nécessaire pour consolider des données fiables, implique un double compte<sup>1</sup> de la plupart des quantités d'acier circulant dans les chutes neuves<sup>2</sup> – une fois lors de sa production initiale, et une seconde lors de sa réintégration dans le cycle de production.

**Figure 3 – Représentation schématique des cycles de production et de consommation**



Lecture : si on part d'une production brute de 100 unités, 22 % sont des chutes neuves qui reviennent directement dans le cycle de production et sont donc comptabilisées à chaque passage. La consommation totale est donc de 78 unités. 32 % de la demande en acier (ou production « nette ») est couverte par des ferrailles post-consommation issues des consommations des années antérieures, soit 25 unités.

Source : France Stratégie

<sup>1</sup> L'acier recyclé post-consommation peut lui aussi paraître compté deux fois : une première lors de la production de l'objet qui sera recyclé et une seconde lors de son recyclage. Mais il est aussi consommé deux fois : une première dans l'objet initial et une seconde dans les objets qui seront produits grâce à son recyclage. La production d'acier est donc bien comptée une fois par produit final : il n'y a pas de double compte.

<sup>2</sup> Une partie des chutes neuves « internes » (celle qui sont produites après la coulée) et toutes les autres chutes neuves.

L'agence internationale de l'énergie (AIE) a estimé ces chutes neuves à 22 % de la production brute<sup>1</sup> pour 2019. Par conséquent, pour se représenter le degré de circularité de la sidérurgie, il convient de comparer le gisement de ferrailles post-consommation à la production d'acier nette. En 2019, selon une telle métrique, les ferrailles post-consommation ne couvraient que 32 % des besoins mondiaux d'acier<sup>2</sup>. La production mondiale d'acier étant en forte croissance depuis plusieurs décennies et l'acier contenu dans les produits y étant stocké pendant plusieurs années ou décennies, la quantité de ferrailles post-consommation disponible une année donnée reste largement inférieure à la production brute. Ainsi, ce ratio de couverture de 32 % est très inférieur au taux de collecte de 85 % des ferrailles post-consommation évoqué ci-dessus.

### 3.2. Échanges de ferrailles en Europe

La consommation d'acier de l'UE-27 qui représente 8 % du total mondial est aujourd'hui couverte à 92 % par sa production et à 8 % par des imports nets<sup>3</sup>. Le flux européen de ferrailles post-consommation, de l'ordre de 65 Mt/an, correspond à 56 % de sa consommation d'acier. Mais l'UE ne consomme pas elle-même la totalité des ferrailles qu'elle collecte : elle en est, depuis l'an 2000, exportatrice nette, à hauteur de 12 Mt/an en 2022.

Les fortes exportations nettes de ferrailles européennes s'expliquent en partie par un déficit de compétitivité de l'activité de broyage et de tri des ferrailles (pour en séparer les autres matériaux, notamment le cuivre), dépendantes des coûts du travail et des normes environnementales appliquées. La Turquie a réussi à occuper ce créneau : elle va parfois jusqu'à réexpédier la ferraille triée vers l'UE ou bien exporter des produits sidérurgiques qui incorporent des ferrailles européennes et lui permettent de revendiquer une production à partir de recyclage. Le règlement européen sur le transfert de déchets (WSR pour *waste shipment regulation*) pourrait être un cadre adapté pour limiter l'export des ferrailles européennes vers la Turquie qui n'applique pas les mêmes normes environnementales.

En France, ce sont environ 10 Mt de ferrailles post-consommation qui sont collectées chaque année, soit un chiffre très significatif relativement à la demande intérieure (14 Mt/an).

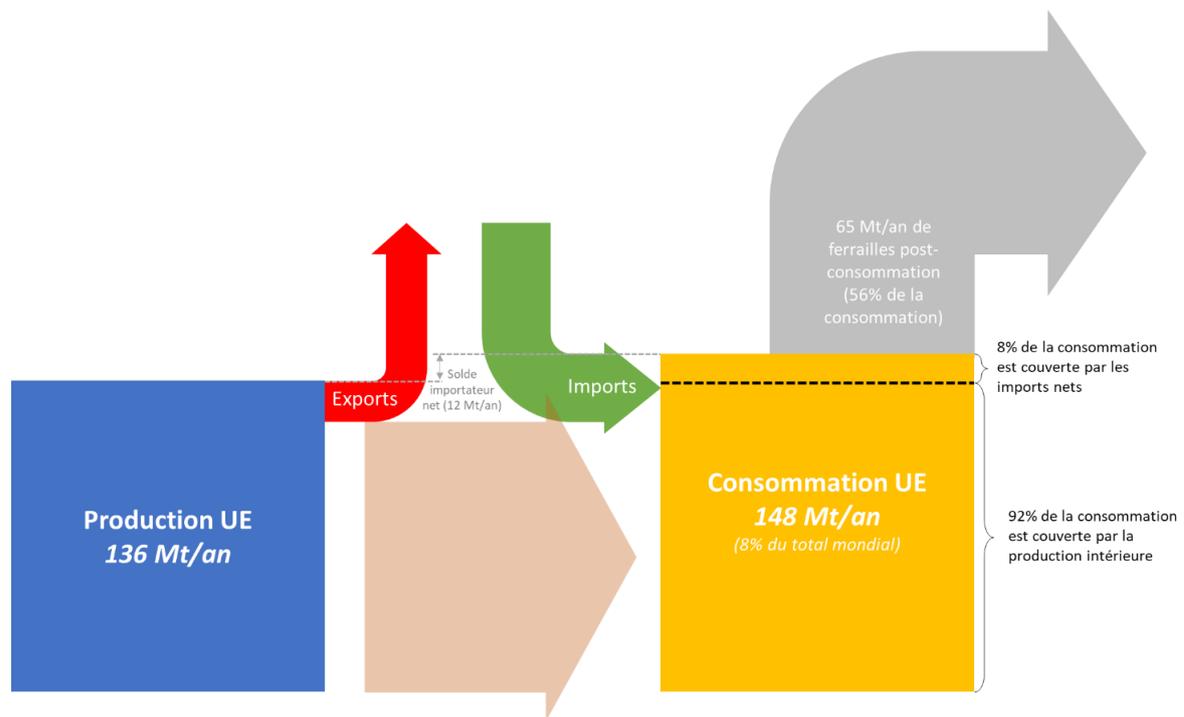
---

<sup>1</sup> AIE (2020), *Iron and Steel Technology Roadmap*, Paris.

<sup>2</sup> D'après l'AIE. L'estimation du flux de ferrailles post-consommation par WorldSteel est un peu inférieure de quelques points de pourcentage.

<sup>3</sup> Ces chiffres ne tiennent pas compte des échanges d'acier incorporé aux produits manufacturés. Toutefois, au moins jusqu'en 2019, ces derniers ne modifiaient pas radicalement le tableau à l'échelle européenne – voir Worldsteel (2021), *Indirect trade in Steel (209-2019)*, rapport.

Figure 4 – Production et consommation d'acier de l'Union européenne



Lecture : la consommation d'acier de l'UE-27 est aujourd'hui couverte à 92 % par sa production et à 8 % par des imports nets. Le flux européen de ferrailles post-consommation, de l'ordre de 65 Mt/an, correspond à 56 % de sa consommation d'acier (à comparer aux 32 % au niveau mondial).

Source : auteurs, sur la base des chiffres Worldsteel et Eurofer

En raison de sa forte présence historique, la filière intégrée en France est exportatrice nette de ferrailles, principalement vers d'autres pays européens (à près de 90 %). Au contraire, d'autres pays européens tels que l'Italie et l'Espagne sont importateurs nets de ferrailles car leur production repose majoritairement sur le recyclage. La Belgique occupe une place particulière, avec un rôle d'agrégateur de ferrailles au niveau européen, avant l'exportation vers des pays hors de l'UE (à 75 %, vers la Turquie notamment).

#### 4. Les voies de production de l'acier

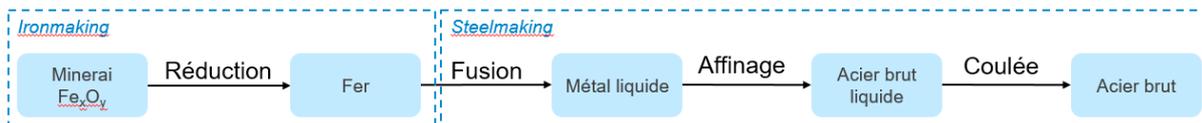
On distingue l'acier primaire, produit à partir de minerai via les hauts fourneaux ou les réacteurs à réduction directe, de l'acier de recyclage, produit à partir de ferrailles post-consommation fondues dans un four à arc électrique. Mais ces deux voies s'entrecroisent, et de plus en plus, puisque la filière intégrée incorpore une quantité croissante de ferrailles post-consommation et que les fours électriques peuvent utiliser une fraction de minerai de fer pré-réduit (voir ci-dessous).

## 4.1. Production de l'acier primaire

L'« acier primaire », produit donc à partir de minerai de fer, représente aujourd'hui les trois quarts de la production d'acier. Fondamentalement, la fabrication d'un acier à partir du minerai de fer – ou plus précisément d'oxydes de fer :  $\text{Fe}_2\text{O}_3$ ,  $\text{Fe}_3\text{O}_4$ , etc. – nécessite quatre étapes, en deux phases principales qui sont la fabrication du fer (*ironmaking*) et la fabrication de l'acier (*steelmaking*) :

- La **réduction** du minerai de fer consiste à séparer les atomes d'oxygène des atomes de fer. Le produit de cette étape est du « fer métallique », mais qui contient aussi certaines impuretés (ou « gangue ») présentes dans le minerai.
- La **fusion** des atomes de fer avec les atomes de carbone permet d'obtenir un produit liquide. Cela permet de séparer deux phases du produit liquide : une phase composée principalement de l'alliage fer-carbone (fonte) et une phase qui contient majoritairement des impuretés (laitier).
- L'**affinage** permet d'ajuster l'alliage fer-carbone souhaité et de retirer à nouveau certaines impuretés.
- La **coulée** (en général « continue ») transforme l'acier liquide en demi-produits solides qui seront ensuite envoyés dans la filière de transformation en produits finis.

Figure 5 – Vue schématique de la production d'acier primaire



Lecture : le minerai est transformé en fer à travers l'étape de réduction.

Source : France Stratégie

### En amont de la production d'acier : les mines de fer

Le minerai de fer est une ressource disponible en grandes quantités : à l'échelle mondiale, il n'y a pas de pénurie à anticiper. Néanmoins, les gisements sont inégalement répartis. Les réserves (c'est-à-dire les gisements économiquement exploitables) identifiées se concentrent en très grande majorité dans quatre pays<sup>1</sup> : Australie, Brésil, Russie et Chine. Dans l'Union européenne, la Suède est le pays aux plus grandes réserves, mais à hauteur

<sup>1</sup> Statista (2024), « Pays comptant les plus grandes réserves de minerai de fer dans le monde en 2023 », avril.

de 2,5 % de celles de l'Australie et 6,5 % de celles de la Chine. Ce panorama pourrait évoluer légèrement dans le contexte de la décarbonation (voir Chapitre 2 paragraphe 3.4).

### ***La filière intégrée, principale voie de production actuelle***

La « filière intégrée » est l'héritière de l'histoire longue de la métallurgie du fer, entamée avec l'apparition de fours suffisamment perfectionnés pour atteindre les températures permettant de traiter le minerai. Vers -1200, l'« âge du fer », succédant à celui du bronze, fait ses débuts dans l'actuelle Turquie. Jusqu'au début du XIX<sup>e</sup> siècle, la production de fer consomme du bois et est fortement liée à l'exploitation des forêts. Le charbon de terre se présente alors comme une alternative au charbon de bois. Mais la substitution posait des difficultés techniques importantes car les minéraux contenus dans le charbon réagissent avec le minerai de fer et altèrent les qualités du produit. L'invention, en Angleterre au XVIII<sup>e</sup> siècle, de la cokéfaction (cuisson) préalable du charbon constitue un tournant majeur. Ces procédés permettent à la production de fonte de croître rapidement dans le cadre de la révolution industrielle – et à la pression sur la forêt d'être quelque peu relâchée. Depuis, la filière fonte a fait l'objet de nombreux progrès, conduisant à une optimisation poussée du procédé de production. Dans ce cadre, la filière se concentre en un nombre limité de hauts fourneaux, aussi hauts et larges que possible, produisant chacun 2 à 3 Mt d'acier par an.

Les étapes de réduction et de fusion se déroulent en continu – et non par lot – dans le haut fourneau. Le minerai de fer et le coke (charbon purifié) sont introduits par le haut, en combinaison avec des matériaux calcaires (chaux) qui fixeront les impuretés. La combustion est favorisée par l'introduction d'air préchauffé et enrichi à l'oxygène. La chaîne de réactions, à près de 1 400 °C, produit de la fonte brute, c'est-à-dire du fer contenant 6 % de carbone, fourni par le charbon. Elle produit aussi du laitier : 300 kg par tonne de fonte environ, un volume qui dépend de la quantité de chaux introduite mais également des éléments autres que le fer qui étaient contenus dans le minerai (gangue : silice, alumine, magnésie, etc.). Le laitier de haut fourneau est valorisable dans la production de ciment<sup>1</sup>, notamment parce qu'il contient un fort taux de chaux<sup>2</sup>. En outre, du gaz « de gueulard » est produit en sortie du haut fourneau. C'est un « gaz pauvre » car de pouvoir calorifique moindre que les gaz fossiles, mais valorisable dans des procédés de la chaîne sidérurgique (haut fourneau lui-même et cokerie) ou pour produire de l'électricité, avec un rendement moindre que le gaz naturel<sup>3</sup>.

---

<sup>1</sup> Une fois broyé, le laitier issu du haut fourneau peut permettre de se substituer au clinker pour la production de ciment. Le clinker participe aux deux tiers des émissions de la production de ciment.

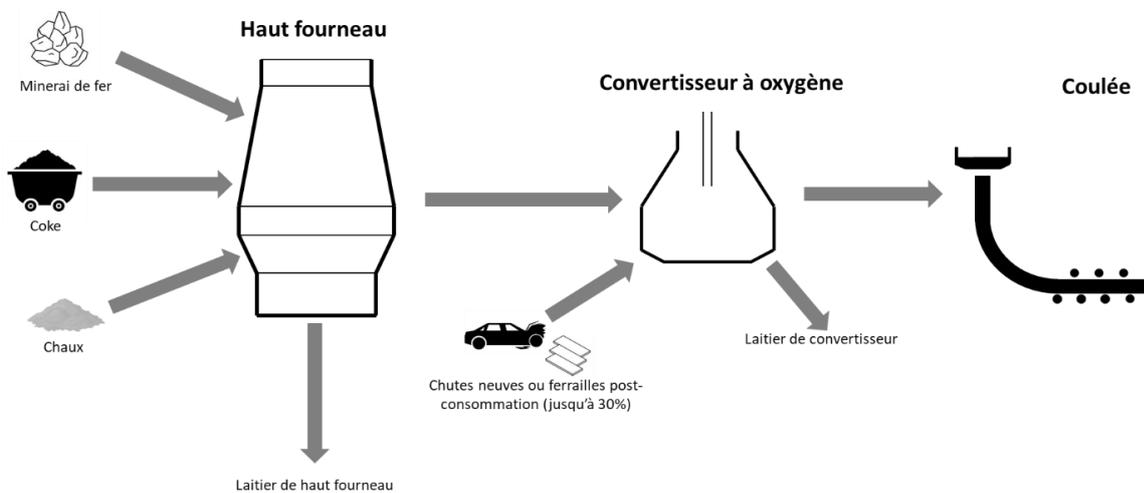
<sup>2</sup> Composition typique : 40 % de chaux (CaO) et 60 % d'autres minéraux.

<sup>3</sup> C'est le cas par exemple à la centrale thermique électrique DK6 sur le site d'ArcelorMittal à Dunkerque.

Pour produire de l'acier, la fonte brute (en général encore en fusion, c'est-à-dire sous forme liquide, car elle est envoyée directement depuis le haut fourneau) est ensuite placée dans un convertisseur à oxygène afin d'en extraire, par réaction avec l'oxygène, l'essentiel du carbone : c'est l'étape d'affinage. Du laitier est également issu du convertisseur à oxygène, mais sa composition ne le rend pas utilisable dans la production de ciment : il peut seulement servir de matériau de remblai.

Au total, la production d'une tonne d'acier primaire brut nécessite 1,6 tonne de minerai de fer, 0,6 tonne de charbon et 0,3 tonne de chaux.

Figure 6 – Vue schématique de la filière intégrée



Source : France Stratégie

En plus de produire de l'acier primaire, la filière intégrée assure de longue date la réintégration des chutes d'acier générées par les différentes étapes de fabrication des produits aval : découpe de tôles, etc. Un moyen simple pour refondre ces ferrailles est de les introduire avec la fonte liquide dans le convertisseur à oxygène. La réaction exothermique qui s'y déroule fournit en effet la chaleur nécessaire pour mettre les ferrailles en fusion. Ces ferrailles peuvent également, selon de leur qualité, être introduites au niveau du haut fourneau. Plus récemment, la filière intégrée a tendance à incorporer des ferrailles post-consommation. Du fait des données thermodynamiques, la filière intégrée ne peut intégrer de manière pratique qu'environ 20-30 % de ferrailles.

Les hauts fourneaux sont des installations qui doivent faire l'objet de réinvestissements importants tous les vingt ans environ (revêtement intérieur notamment), à l'occasion desquels leur viabilité future est nécessairement réexaminée.

### **Encadré 1 – La production d'acier brut en France et perspectives dans le cadre de la décarbonation**

La France compte aujourd'hui six hauts fourneaux : cinq fourneaux de grande taille d'ArcelorMittal, dont trois à Dunkerque et deux à Fos-sur-Mer (l'un de ces derniers ayant fait l'objet d'une mise à l'arrêt jusqu'en 2026), pour la production d'acier. Ces cinq hauts fourneaux représentent une production d'environ 10 Mt/an. En outre le site Saint-Gobain de Pont-à-Mousson compte aujourd'hui un haut fourneau de plus petite dimension (200 kt/an), qui produit de la fonte pour des canalisations (adduction d'eau notamment) et des plaques et grilles d'égouts.

On dénombre également une vingtaine d'aciéries électriques en France, pour une production totale de l'ordre de 5 Mt/an.

Plusieurs projets de décarbonation sont en cours de développement.

Sur le site d'ArcelorMittal à Dunkerque<sup>1</sup>, deux des trois hauts fourneaux seront remplacés par une unité de réduction directe d'une capacité de 2,5 Mt/an de fer pré-réduit, couplée à deux fours à arc électrique et à une hausse de la réception de ferrailles sur le site, pour un montant d'investissement de 1,7 milliard d'euros (dont 850 millions de subventions).

À Fos-sur-Mer, ArcelorMittal prévoit l'installation d'un four à arc électrique, remplaçant un des deux hauts fourneaux.

L'entreprise « GravitHy » prévoit l'implantation d'une unité de réduction directe à Fos-sur-Mer, pour 2 Mt/an de fer pré-réduit (et la production en propre de l'hydrogène vert nécessaire à la réduction directe).

Enfin, ArcelorMittal participe au développement d'une technologie d'électrodéposition (électrolyse du minerai de fer à basse température), par le passé dans le cadre du consortium Siderwin puis, après la réussite de ce dernier, en partenariat avec l'entreprise JohnCockerill, la technologie étant désormais nommée Volteron.

### ***La réduction directe du minerai, une voie en croissance***

À l'échelle mondiale, 8 % de l'acier primaire est produit par « réduction directe » du minerai, au gaz fossile. Cette voie de production n'est pour l'instant pas présente en France.

La réduction est dite « directe » car c'est le gaz introduit dans le réacteur qui permet la réduction du minerai de fer, à l'inverse de la réduction « indirecte » se déroulant dans le haut fourneau, où ce n'est pas le coke qui agit directement en tant que réducteur, mais un intermédiaire (le monoxyde de carbone CO) qui est produit dans le four à partir de coke.

<sup>1</sup> Voir les [documents de la concertation](#).

Deux procédés, « Midrex » et « HYL », se partagent le marché actuel. Dans les deux cas, le réacteur fonctionne en continu et permet de réaliser l'étape de réduction (sans fusion, au contraire du haut fourneau). Il ne produit pas de la fonte mais du fer dit pré-réduit (DRI, *direct reduced iron*), se présentant sous forme d' « éponge de fer », un matériau composé à environ 90 % de fer, le reste étant des oxydes de fer et de la gangue. Le DRI est particulièrement poreux, ce qui en fait une matière oxydable et pyrophorique<sup>1</sup>. Il peut être compacté en briquettes, appelées « HBI » pour *hot-briquetted iron*, qui n'ont pas ces défauts et sont facilement stockables et transportables.

Les étapes de fusion et d'affinage se déroulent ensuite dans un four à arc électrique (voir la section suivante), où le DRI ou le HBI sont introduits pour en faire des demi-produits ou produits.

L'utilisation de fours à réduction directe dans le procédé de fabrication de l'acier nécessite un minerai de fer de meilleure qualité que ce que requièrent les hauts fourneaux – une majorité des minerais aujourd'hui commercialisés pourraient ne pas être admissibles en réduction directe (voir Chapitre 2). En effet, un minerai de qualité médiocre, c'est-à-dire avec un fort taux de gangue, conduirait à produire une quantité importante de laitier dans le four électrique, qui capterait de nombreux atomes de fer.

Étant donné le recours au gaz fossile (méthane), la réduction directe n'était économiquement pertinente – avant que la décarbonation n'entre en ligne de compte – que dans les pays disposant d'un approvisionnement en gaz abondant et très bon marché (au Moyen-Orient et aux États-Unis par exemple).

## 4.2. La filière électrique : l'acier de recyclage

À partir des années 1970, suite notamment à la consolidation de la société de consommation, la disponibilité de ferrailles a crû au point de permettre le développement d'une filière dédiée à leur recyclage : la filière des fours à arc électrique. Cette filière a donné lieu à un phénomène initié d'abord aux États-Unis et en Italie et théorisé sous le terme de *mini-mills*<sup>2</sup>, soit la dissémination d'aciéries de taille modeste en comparaison des quelques complexes sidérurgiques géants en lesquels le secteur s'était déjà restructuré. Des aciéries électriques d'une capacité de 200 ou 300 kt/an peuvent en effet être viables.

La France compte une vingtaine d'aciéries électriques, détenues par une quinzaine d'entreprises, en général distinctes des grands sidérurgistes de la filière intégrée<sup>3</sup>.

---

<sup>1</sup> C'est-à-dire propre à s'auto-inflammer à température ambiante.

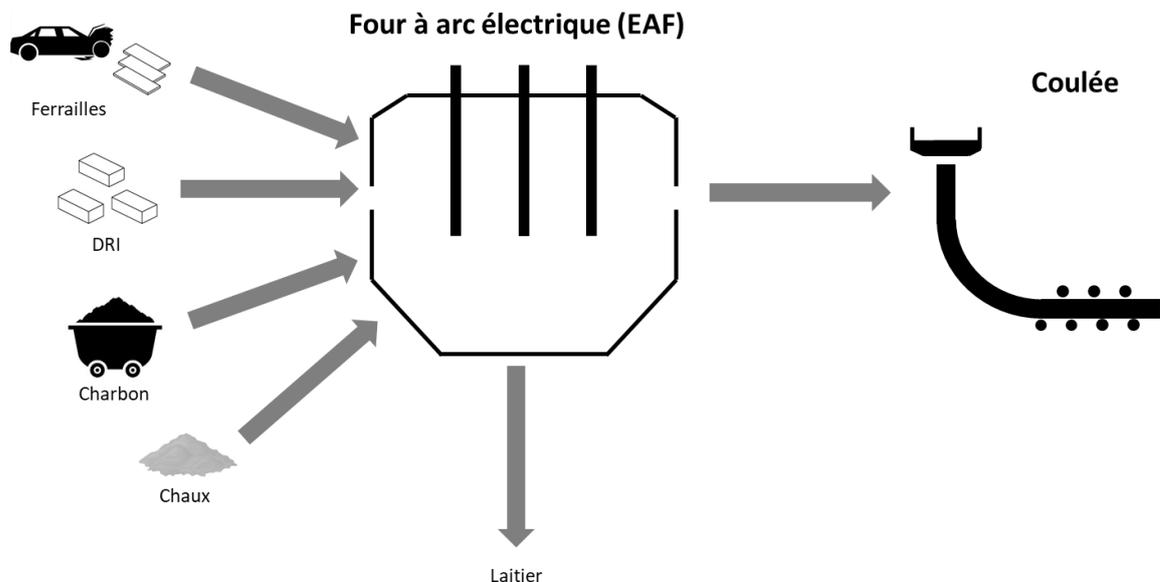
<sup>2</sup> Mini-usines.

<sup>3</sup> Voir le détail dans Conseil national de l'industrie (2021), *Mines et métallurgie. Panorama et enjeux de développement de la filière « Aciéries électriques »*, décembre.

La capacité du four, c'est-à-dire le volume de matière qu'il peut contenir, peut y varier d'environ 30 à 200 tonnes, ce qui se traduit par à peu près autant de MW de puissance électrique. Un four de 200 tonnes correspond grossièrement à une capacité d'usine d'1 Mt/an<sup>1</sup>.

Le procédé part d'un « mix » convenable (en termes de contaminations par d'autres métaux, etc.) de ferrailles, déposées dans un four à électrodes. L'arc électrique créé entre les électrodes apporte la chaleur et amène le métal jusqu'à son point de fusion (environ 1 800 °C). En plus de l'électricité qui apporte l'essentiel de l'énergie, du gaz, du charbon et de l'oxygène peuvent être apportés, ce qui accélère la chauffe<sup>2</sup>. Du charbon en petite quantité (12 kg par tonne d'acier en moyenne) est également ajouté afin de faire « mousser » le laitier, permettant une meilleure distinction des phases (acier et laitier).

Figure 7 – Schéma de principe d'une aciérie à arc électrique



Source : France Stratégie

Au contraire des procédés de production primaire qui fonctionnent en continu (haut fourneau et réacteur à réduction directe), la filière électrique fonctionne par lot. La chauffe d'un four dure moins d'une heure et l'acier en fusion est ensuite versé dans une ou plusieurs poches pour réaliser les étapes de transformation de l'acier brut en demi-produit.

<sup>1</sup> En prenant comme hypothèse une moyenne de 14 lots de production par jour, ce qui correspond à peu près au rythme d'une usine qui fonctionne en deux rotations de 8 heures.

<sup>2</sup> Cela permet également d'économiser de l'énergie primaire, si l'électricité est produite à partir de combustibles, avec donc une perte par rendement (2 MWh de gaz étant nécessaire pour produire 1 MWh d'électricité).

En plus des ferrailles, les fours électriques prennent en charge le fer primaire pré-réduit issu, le cas échéant, de la réduction directe du minerai (voir Chapitre 2). Ceci peut en outre permettre d'améliorer la qualité moyenne de l'acier entrant dans le four, pour atteindre les spécifications voulues des produits finaux.

Par ailleurs, ce sont aussi des fours à arc électrique qui sont utilisés pour la production des alliages d'acier, notamment l'acier inoxydable.

### 4.3. De l'acier en fusion aux produits finis

En sortie du convertisseur à oxygène ou du four à arc électrique, l'acier brut, en fusion, est acheminé vers la filière aval (métallurgie secondaire<sup>1</sup>) afin d'être transformé en demi-produits ou en produits finis. L'acier devant être maintenu à l'état liquide, la filière de métallurgie secondaire est directement présente sur les sites de production d'acier brut.

Dans la très grande majorité des cas (plus de 95 % à l'échelle mondiale), l'acier fait l'objet d'une coulée continue (voir l'illustration précédente), produisant des demi-produits parallélépipédiques solides : « billettes » et « blooms » longs, ou « brames » plus larges. La coulée en lingot, dans un moule, est possible pour certains produits.

Les demi-produits, solides, sont le cas échéant transportés vers d'autres sites de production. Ils subissent ensuite l'étape de laminage, procédé qui s'est imposé industriellement aux États-Unis dans les années 1930 avant de se répandre en Europe après-guerre : après réchauffage à plus de 1 200 °C, le demi-produit est déformé par compression entre un ensemble de rouleaux, pour obtenir, après divers traitements métallurgiques, le produit voulu : tôles, barres, rails, profilés, etc.

Il est d'usage de distinguer les **produits plats** des **produits longs**. Les produits plats sont les tôles utilisées dans l'automobile, l'électroménager, la construction navale, les emballages, etc. Les produits longs sont notamment les barres, tubes et fils d'acier, et les poutres et profilés extrudés : ils correspondent de fait très largement aux principaux produits en acier utilisés dans la construction. La consommation (intermédiaire) d'acier en France est composée aux deux tiers de produits plats et à un tiers de produits longs.

Il existe en Europe une correspondance de fait entre filières et types de produits :

- les aciéries intégrées fabriquent des produits plats – donc composés essentiellement d'acier primaire de haut fourneau, avec un éventuel complément de ferrailles ajoutées au convertisseur à oxygène ;

---

<sup>1</sup> On parle aussi de « métallurgie de poche », l'acier en fusion lui étant amené dans une « poche » métallique.

- les aciéries électriques fabriquent des produits longs – donc composés essentiellement d'acier recyclé, additionné éventuellement de fer primaire apporté sous forme de DRI/HBI.

Cette correspondance de fait tient à ce que les trains de coulée continue et plus encore les laminoirs à produits plats sont spontanément des installations d'encore plus grande taille que leurs équivalents à produits longs<sup>1</sup> ; de même que les hauts fourneaux sont spontanément des installations de très grande taille, à la différence des fours électriques qui peuvent être de capacité plus modeste. Mais la répartition des types de produits selon les deux filières n'est pas immuable, et on peut trouver de nombreux contre-exemples d'aciéries électriques qui produisent des produits plats.

#### 4.4. Émissions de CO<sub>2</sub>

Les émissions mondiales de gaz à effet de serre (GES) liées à la production d'acier sont estimées à 3,6 GtCO<sub>2e</sub> par an<sup>2</sup>, représentant pas moins de 9 % à 10 % des émissions mondiales (hors changement d'affectation des terres) pour une production de 1,9 Gt. L'intensité carbone moyenne est de 1,9 t CO<sub>2e</sub> par tonne d'acier produite (hors amont minier et avec transformation aval)<sup>3</sup>. L'intensité moyenne mondiale de chacune des trois voies de production varient grandement :

- 2,33 tonnes de CO<sub>2e</sub> pour une production au haut fourneau et convertisseur à oxygène ;
- 0,68 tonne de CO<sub>2e</sub> pour une production au four à arc électrique<sup>4</sup> ;
- 1,37 tonne de CO<sub>2e</sub> pour une production au réacteur à réduction directe au gaz naturel, puis au four à arc électrique.

La sidérurgie française émet environ 20 MtCO<sub>2e</sub> par an, ce qui représente près de 25 % des émissions de l'industrie et 5 % des émissions territoriales françaises. La production étant de l'ordre de 15 Mt d'acier par an, cela conduit à une intensité moyenne de 1,3 tCO<sub>2e</sub> par tonne d'acier produite (hors amont minier et avec transformation aval).

---

<sup>1</sup> La différence provient de la largeur des produits : brames vs billettes, etc.

<sup>2</sup> Y compris les émissions liées à l'utilisation d'électricité – voir par exemple Lachlan *et al.* (2023), *Steel GHG Emissions Reporting Guidance*, RMI.

<sup>3</sup> Worldsteel (2023), *Sustainability performance of the steel industry 2004-2022*.

<sup>4</sup> Production reposant majoritairement sur l'incorporation de ferrailles, avec un éventuel ajout de DRI.

**Tableau 2 – Émissions des principales voies actuelles de production d'acier**

<i>tCO<sub>2e</sub>/tacier</i>	Filière intégrée (0 % de ferrailles incorporées)	Réduction directe au gaz	Recyclage au four à arc électrique
Agglomération du minerai de fer	0,2	0,2	-
Cokéfaction	0,2	-	-
Haut fourneau	1,2	-	-
Convertisseur à oxygène	0,2	-	-
Réacteur de réduction directe	-	0,6	-
Four à arc électrique	-	0,1 – 0,6	0,1 – 0,6
Laminage (aval)	0,1-0,2	0,1-0,2	0,1-0,2
<b>Total, hors amont minier</b>	<b>1,9</b>	<b>1,0 – 1,6</b>	<b>0,2 – 0,8</b>
Extraction et transport de minerai (amont)	0,2	0,2	-
<b>Total, y compris amont minier</b>	<b>2,1</b>	<b>1,2 – 1,8</b>	<b>0,2 – 0,8</b>

Source : synthèse France Stratégie

### Émissions de l'amont minier

Les études sur l'extraction du minerai de fer<sup>1</sup> évaluent ses émissions à environ 0,1 tCO<sub>2e</sub> par tonne de minerai, soit un impact d'environ 0,2 tCO<sub>2e</sub> par tonne d'acier. Son transport représente moins de 0,1 tCO<sub>2e</sub>, cette borne correspondant au cas défavorable des transports les plus longs, par exemple d'Asie vers l'Europe.

### Émissions de la production d'acier primaire en haut fourneau

Lorsqu'on procède par la filière fonte, la production d'une tonne d'acier émet, hors amont minier et laminage, environ 1,8 tonne de CO<sub>2e</sub>, dont les deux tiers au haut fourneau.

L'agglomération du minerai de fer en *pellet* – qui suppose de le mêler à du charbon servant de combustible et de porter le tout à 1 000 °C – émet environ 0,2 tonne de CO<sub>2e</sub> par tonne d'acier.

La cokerie, en distillant à sec le charbon, à 1 000 °C également, pour en extraire les composés indésirables, émet des gaz à effet de serre (notamment du CH<sub>4</sub> et du CO<sub>2</sub>) et nécessite un apport de chaleur, ce qui conduit à des émissions de l'ordre de 0,2 tonne de CO<sub>2e</sub> par tonne d'acier produite.

Au niveau du haut fourneau lui-même, les émissions proviennent principalement de la combustion du coke – le CO<sub>2</sub> n'est pas produit directement, mais par l'intermédiaire de

<sup>1</sup> Par exemple Gan Y. et Griffin W. M. (2018), « [Analysis of life-cycle GHG emissions for iron ore mining and processing in China. Uncertainty and trends](#) », *Resources Policy*, vol. 58, octobre, p. 90-96.

monoxyde de carbone CO, agent réducteur du minerai de fer. Une part des atomes de carbone du coke rejoint le fer et forme la fonte. De petits termes d'émissions peuvent s'ajouter ou se soustraire, selon que du gaz fossile est brûlé pour préchauffer l'air ou qu'au contraire les gaz de gueulard sont valorisés.

De même, la confection de la chaux introduite dans le haut fourneau a produit des émissions, à imputer à l'acier. Le laitier de haut fourneau qui en résulte peut être employé dans l'industrie du ciment, en substitution partielle de sa matière première habituelle (le clinker, dont le procédé de fabrication, émetteur est similaire à celui de la chaux), et les émissions ainsi évitées peuvent légitimement être retranchées des calculs portant sur l'acier<sup>1</sup>.

Au total, les émissions du haut fourneau ressortent en moyenne à 1,2 tonne de CO<sub>2e</sub> par tonne d'acier brut.

Le convertisseur à oxygène abaisse ensuite la teneur en carbone du produit, de 6 % jusqu'à moins de 2 % (0,001 % à 2 % selon les caractéristiques recherchées). Ces atomes de carbone sont émis sous forme de CO<sub>2</sub>, à hauteur de 0,2 tonne par tonne d'acier.

### **Émissions du recyclage d'acier**

Dans la filière « électrique », les émissions de GES sont moins élevées. Les combustibles injectés pour améliorer le procédé, les électrodes en graphite du four à arc électrique, qui se consomment progressivement, et le carbone injecté dans le four pour faire mousser le laitier émettent ensemble environ 0,1 tonne de CO<sub>2e</sub> par tonne d'acier.

Mais il faut y ajouter 0,6 MWh d'électricité par tonne d'acier, dont la production émet environ :

- 0,6 tonne de CO<sub>2e</sub> pour une électricité au charbon (de l'ordre de 1000 gCO<sub>2</sub>/kWh),
- 0,25 tonne de CO<sub>2e</sub> pour une électricité au gaz fossile, produite par les centrales les plus efficaces (400 gCO<sub>2</sub>/kWh, environ),
- moins de 0,03 tonne de CO<sub>2e</sub> pour des technologies bas carbone (intensité inférieure à 50 gCO<sub>2</sub>/kWh).

---

<sup>1</sup> Ce mode de calcul est connu dans le monde des analyses de cycle de vie comme une « expansion de système », car le « système » étudié, à savoir la chaîne de production de l'acier, est alors étendu à ses effets sur l'industrie du ciment.

### **Émissions de la production d'acier primaire par réduction au gaz naturel**

L'utilisation de gaz naturel dans la réduction directe permet de réduire d'environ 40 % les émissions de GES (hors amont minier) par rapport à la filière intégrée qui utilise du charbon, avec un mix électrique bas carbone.

Comme pour l'acier primaire au haut fourneau, la préparation du minerai de fer en *pellet* émet environ 0,2 tCO<sub>2e</sub> par tonne d'acier.

Pour la production d'une tonne d'acier primaire, il est nécessaire d'injecter 3,5 MWh de gaz naturel, soit des émissions de l'ordre de 0,6 tonne de CO<sub>2e</sub> par tonne d'acier au niveau du réacteur à réduction directe.

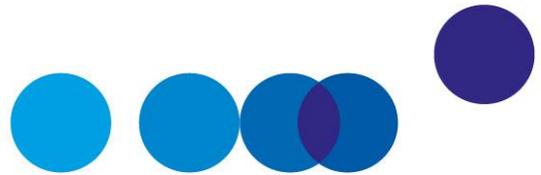
Le DRI ou HBI produit par le réacteur à réduction directe est ensuite déposée dans un four à arc électrique, dont les émissions émettent entre 0,6 tonne de CO<sub>2e</sub> et moins de 0,03 tonne de CO<sub>2e</sub> selon le mix électrique considéré (voir paragraphe précédent).

Au total, hors amont minier, les émissions s'élèvent de 1,0 à 1,6 tonne de CO<sub>2e</sub> par tonne d'acier.

### **Émissions de l'étape de laminage**

Le laminage est un procédé qui permet, après réchauffage de l'acier à 1 200 °C, de déformer par compression entre un ensemble de rouleaux pour obtenir le produit souhaité : tôles, barres, rails, profilés, etc.

Le laminoir est chauffé par du gaz naturel : ceci constitue la plus grande partie de la consommation d'énergie dans l'étape de laminage – les autres procédés utilisent de l'électricité. Les émissions associées à l'étape de laminage s'élèvent à environ 0,1-0,2 tCO<sub>2</sub>/t<sub>acier</sub>.



## CHAPITRE 2

# LA DÉCARBONATION DE L'ACIER

---

### 1. Le recyclage croît tendanciellement mais ne décarbonera pas toute la production

#### 1.1. Mobiliser les ferrailles pour décarboner la production d'acier ?

La section précédente a permis de montrer que le recyclage de l'acier est intrinsèquement beaucoup moins émetteur que la production d'acier primaire :

- dans un « monde au charbon »<sup>1</sup>, c'est-à-dire que l'acier et l'électricité sont produits à partir de charbon, le ratio entre les deux est d'environ 1 pour 3 (respectivement 2,1 tCO<sub>2</sub>/t<sub>acier</sub> et 0,8 tCO<sub>2</sub>/t<sub>acier</sub> y compris amont minier);
- dans un « monde au gaz fossile », c'est-à-dire que l'acier et l'électricité sont produits à partir de gaz, le ratio reste de 1 pour 3 (respectivement 1,3 tCO<sub>2</sub>/t<sub>acier</sub> et 0,4 tCO<sub>2</sub>/t<sub>acier</sub>);
- si on suppose que l'électricité est débarrassée du charbon, mais que la production mondiale d'acier primaire continue à reposer largement sur lui – ce qui peut être représentatif de la situation européenne à moyen terme ou de la situation française actuelle –, alors le ratio monte même à 1 pour 7 environ.

Ainsi les analyses de cycle de vie (ACV) des produits et les *reportings* des émissions des entreprises et des États affichent des émissions bien plus faibles pour le recyclage d'acier que pour sa production primaire. De plus en plus de filières et d'entreprises étant sensibilisées à la question du contenu carbone de leurs produits, il en résulte une demande pour que leurs produits soient composés au maximum d'acier recyclé<sup>2</sup>.

---

<sup>1</sup> À l'échelle mondiale, 92 % de l'acier primaire et 34 % de l'électricité sont aujourd'hui produits au charbon.

<sup>2</sup> La note associée au présent rapport détaille davantage ce sujet. Voir Ferrière S et Gérardin M. (2024), « Décarbonation de l'acier et autres métaux de base : fixons-nous les bons objectifs », à paraître.

Bien entendu, utiliser au maximum les ferrailles disponibles réduit d'autant les besoins en acier primaire, et le recyclage doit donc être mobilisé autant que possible. Idéalement, on souhaiterait même faire advenir un système reposant entièrement sur le recyclage de l'acier. Ce souhait conduit à deux interrogations :

- Peut-on significativement augmenter le taux de recyclage des ferrailles ?
- Dans le futur, le gisement de ferrailles post-consommation permettra-t-il de couvrir la demande en acier ?

## 1.2. L'acier est déjà largement recyclé

Aujourd'hui, l'acier en fin de vie est déjà largement recyclé – c'est même un des métaux les plus recyclés : les estimations basses, fournies notamment par l'AIE, donnent des taux de recyclage de l'ordre de 85 %<sup>1</sup>. Cela laisse donc très peu de marges pour mobiliser des quantités supplémentaires.

Ainsi la course à l'approvisionnement en ferrailles, qui a déjà commencé (l'intérêt des acteurs du recyclage et de la sidérurgie, y compris les producteurs d'acier primaire, pour la détention de ferrailleurs a fortement augmenté), restera essentiellement un jeu à somme nulle<sup>2</sup>. Elle ne pourra conduire à mobiliser des ferrailles supplémentaires qu'en faibles quantités et ne parviendra essentiellement qu'à opérer des redistributions de ressources, traduisant les différences de « préférence pour le recyclé » d'un acteur à l'autre, sans gain pour la décarbonation dans son ensemble.

## 1.3. Même à long terme, le tout-recyclage n'est pas atteignable

Même dans les pays industrialisés de longue date et qui disposent donc d'un gisement de ferrailles post-consommation plus important que les autres, la quantité de ces ferrailles ne dépasse que difficilement 50 % de la demande. En effet, dès que la production d'acier est en croissance et que l'acier contenu dans les produits y est stocké pendant plusieurs années ou décennies, la quantité de ferrailles post-consommation disponible une année donnée reste inférieure à la production brute (ce qui explique pourquoi le ratio de couverture de la consommation par les ferrailles reste largement inférieur au taux de collecte de celles-ci, à savoir 85 % environ). Par exemple, dans l'Union européenne, ce

---

<sup>1</sup> AIE (2020), *Iron and Steel Technology Roadmap*, Paris. Une partie minoritaire de l'acier n'est pas recyclée, pour des raisons à la fois techniques et économiques : dilution dans d'autres produits, présence de contaminants trop importante, etc.

<sup>2</sup> C'est-à-dire où toute utilisation de ferrailles par un producteur ne parvient qu'à en priver un autre producteur.

ratio est de l'ordre de 56 % au grand maximum<sup>1</sup> et l'AIE relève<sup>2</sup> que le taux d'incorporation de ferrailles dans la production d'acier n'y atteindrait qu'environ 60 % en 2050, contre 50 % aujourd'hui. L'Union européenne étant exportatrice nette de ferrailles, à hauteur de 12 Mt/an (voir section 3.2 du Chapitre 1), conserver une partie de ces ferrailles sur le continent constitue une stratégie valide, mais reste un levier limité.

A fortiori, à l'échelle mondiale, la perspective d'un gisement de ferrailles post-consommation suffisant pour couvrir les besoins mondiaux en acier reste très lointaine. En 2019, les ferrailles post-consommation ne couvraient que 32 % des besoins (la croissance de la production d'acier ayant été plus forte que dans les pays industrialisés de longue date)<sup>3</sup>. Par exemple, dans le très ambitieux scénario « Net-zero emissions by 2050 » de l'AIE<sup>4</sup>, qui incorpore pourtant de fortes inflexions évitant que la production d'acier n'augmente au-delà de son niveau actuel, les ferrailles post-consommation ne couvrent que 46 % des besoins en acier en 2050.

Allonger la durée de vie moyenne des produits<sup>5</sup> – à quantité de produits constante – ou des bâtiments<sup>6</sup> ne nous approche pas d'une circularité de l'acier : cela diminue la demande d'acier mais tarit aussi le flux de ferrailles post-consommation, laissant peu ou prou inchangé le reste à couvrir par de la production primaire.

Ainsi, un scénario de circularité totale de l'acier à l'échelle mondiale dans les prochaines décennies reste très peu probable sans changements de pratiques considérables.

Au-delà de la « bataille pour les ferrailles », deux éléments centraux pour la décarbonation doivent encore être abordés :

- la recherche de solutions diminuant le besoin global d'acier primaire ;
- la décarbonation de la production primaire d'acier.

---

<sup>1</sup> Borne supérieure, estimée à partir de Dworak S. et Fellner J. (2021), *Steel scrap generation in the EU-28 since 1946 – Sources and composition*.

<sup>2</sup> AIE (2020), *Iron and Steel Technology Roadmap*, Paris.

<sup>3</sup> D'après l'AIE. Pour rappel, l'estimation du flux de ferrailles post-consommation par WorldSteel, un peu inférieure à celle de l'AIE, abaisserait ce pourcentage de quelques points.

<sup>4</sup> Publié en 2021 par l'AIE, il supprime le scénario « Sustainable Development » représentant une neutralité carbone mondiale en 2070, qui figurait dans *l'Iron and Steel roadmap de 2020* cité plus haut.

<sup>5</sup> Comme c'est la tendance actuelle du parc automobile européen, dont le renouvellement a ralenti.

<sup>6</sup> Conformément à la tendance émergente à préférer les réhabilitations lourdes aux démolitions-reconstructions.

## 2. La maîtrise de la demande : un puissant levier de décarbonation

Même si la circularité complète de la sidérurgie n'est pas atteignable à des horizons prévisibles, chercher à s'approcher d'une circularité de l'acier en réduisant la demande d'acier primaire – c'est-à-dire en maîtrisant la croissance du stock de produits en acier contenus dans l'économie – est un axe de décarbonation valide. Il importe en fait peu que les consommations que l'on parvient à réduire proviennent de l'acier primaire ou recyclé : ce qui compte est de réduire la consommation d'acier et ainsi, directement ou indirectement, le « reste à couvrir » par de l'acier primaire.

La construction de bâtiments et d'infrastructures, qui représente 52 % de la demande d'acier mondiale<sup>1</sup>, principalement pour le béton armé et les structures métalliques, est probablement le domaine le plus indiqué pour examiner de telles possibilités, puisqu'il abrite les usages les plus volumineux de l'acier, et puisque cette approche, on l'a vu, est d'autant plus pertinente qu'elle porte sur des produits à longue durée de vie.

Si l'évitement de consommations d'acier est effectué par sobriété ou par « efficacité matière », le gain pour la décarbonation ne fait aucun doute. L'efficacité-matière recouvre les actions réduisant la masse de matière pour un même usage, à travers des conceptions davantage optimisées, des modes constructifs permettant de « placer la matière au bon endroit », ou encore d'éventuelles révisions de normes.

Si l'évitement de l'acier passe par la mise en œuvre d'autres matériaux, il faut bien sûr comparer leurs émissions. Aucun métal ne fera mieux que l'acier, en phase de fabrication<sup>2</sup> ; mais la substitution par le bois est en général souhaitable, de même que, sous conditions, la substitution par des matériaux composites.

Le potentiel d'abattement des émissions par maîtrise des tonnages d'acier, et plus encore les coûts associés, sont difficiles à estimer, tant ils résultent de la somme de multiples actions. Toutefois, en 2021, dans la scénarisation de l'AIE, l'efficacité-matière représentait 40 % des réductions d'émissions apportés par le scénario « Sustainable Development », relativement au *business-as-usual*. Au-delà de ces scénarisations d'une efficacité-matière fondée principalement sur des améliorations incrémentales, la recherche de ruptures technologiques apparaît nettement moins développée pour la réduction des

---

<sup>1</sup> Chiffre WorldSteel. Pour la France, l'A3M (Alliance des minerais, minéraux et métaux) donne un chiffre de 43 %.

<sup>2</sup> La production de l'aluminium est nettement plus émissive que celle de l'acier, si bien que sa « rentabilité carbone » ne peut apparaître que pour des véhicules dont l'allègement apporte un très fort gain en phase d'usage – c'est évidemment le cas dans l'aviation.

consommations d'acier que pour la décarbonation de sa production primaire. On peut cependant penser que de telles ruptures sont possibles pour certains usages.

Par exemple, au sein des aciers de la construction, les armatures à béton sont l'usage le plus volumineux et probablement le plus homogène. Des alternatives existent déjà : des armatures en composites<sup>1</sup> fibres-résine sont employées pour des applications à exigences particulières, notamment en matière de résistance à la corrosion (milieu marin, exposition aux sels de déneigement, etc.). En l'état, leur contenu carbone apparaît être grossièrement de l'ordre de 0,7 tCO<sub>2</sub>/t<sub>acier</sub> remplacé<sup>2</sup>, soit nettement moins que l'acier primaire. Le coût actuel des armatures est quant à lui un peu plus élevé pour le composite que pour l'acier, des différences existant aussi en matière de mise en œuvre (en faveur de l'acier, au moins pour l'instant) et de longévité (en faveur du composite). Ces indices laissent penser qu'un large déploiement de ce type de technologies pourrait s'inscrire de manière coût-efficace dans les trajectoires d'abattement des émissions de la sidérurgie.

Malheureusement, les analyses de cycle de vie (ACV) des produits, telles qu'aujourd'hui pratiquées, ne captent pas le gain que de telles actions apportent à la décarbonation. Elles permettent en effet de produire des fiches de déclaration (FDES)<sup>3</sup> annonçant des contenus de l'ordre de 0,4 tCO<sub>2</sub>/t pour des aciers produits par la filière électrique avec un fort taux de ferrailles.

Cette pratique masque aux utilisateurs d'acier recyclé la contribution qu'ils pourraient avoir, en maîtrisant davantage leur consommation, sur la décarbonation d'ensemble du secteur de l'acier. Elle prive les politiques publiques (réglementation du bâtiment RE2020<sup>4</sup>, évaluation de l'empreinte carbone des projets d'ENR, etc.) des signaux correspondants. Enfin, elle favorise mécaniquement la compétition pour l'usage des ferrailles.

---

<sup>1</sup> En anglais, « FRP rebar ». Leur marché est aujourd'hui, en valeur, environ 300 fois plus petit que celui des armatures en acier. Voir IndustryARC (2023), *FRP Rebar Market – Forecast (2024-2030)*, rapport ; Grand View Research (s.d.), *Steel Rebar Market Size – Forecasts 2022-2030*, rapport.

<sup>2</sup> Voir par exemple Ji X. L., Chen L. J., Liang K., Pan W. et Su R. K. L. (2023), « *A review on FRP bars and supplementary cementitious materials for the next generation of sustainable and durable construction materials* », *Construction and Building Materials*, vol. 383, juin. Très grossièrement, l'armature composite a un contenu carbone équivalent ou un peu supérieur à celui de l'acier primaire, par unité de masse, mais elle est trois à quatre fois plus légère. Le contenu carbone de l'armature composite est porté d'abord par la résine, bien qu'elle ne représente qu'un tiers environ de la masse et ne porte pas les propriétés mécaniques du produit : en cas de développement de ce marché pour servir la décarbonation, des optimisations seraient donc vraisemblables.

<sup>3</sup> Une FDES est un document normalisé qui présente les résultats de l'analyse de cycle de vie d'un produit ainsi que des informations sanitaires dans la perspective du calcul de la performance environnementale et sanitaire du bâtiment pour son éco-conception.

<sup>4</sup> Qui pourtant serait très adaptée si elle incorporait les « bons » signaux, pour enclencher le déploiement de solutions telles qu'on les présente ci-dessus...

### 3. Comment décarboner la production d'acier primaire ?

Nous l'avons vu, la mobilisation des ferrailles post-consommation dans le cycle de production de l'acier est un levier important mais limité pour la décarbonation de la sidérurgie. En outre, certains usages spécifiques requièrent des aciers de haute qualité, nécessitant de mélanger les flux de ferrailles, même triées, avec du minerai de fer pour compenser la mauvaise qualité des ferrailles.

Par conséquent, la décarbonation de la production d'acier primaire reste incontournable.

Cette section présente les différentes solutions de décarbonation de l'acier primaire. Les détails relatifs au potentiel de diminution des émissions de chaque solution et les coûts associés sont présentés au Chapitre 3.

#### 3.1. Les solutions pour décarboner partiellement la production aux hauts fourneaux

##### *Améliorations des hauts fourneaux*

Les gaz issus de la cokerie et le « gaz de gueulard » du haut fourneau peuvent être mobilisés comme sources d'énergie. Leur récupération permet de chauffer, entre autres, l'air injecté dans le haut fourneau, et ainsi de réduire la consommation en gaz naturel.

En les injectant directement dans le four, on peut aussi réduire le besoin en coke. Le procédé<sup>1</sup> consiste à faire réagir le CO<sub>2</sub> avec du méthane (CH<sub>4</sub>) dans un réacteur plasma afin de produire du dihydrogène (H<sub>2</sub>) et du monoxyde de carbone (CO), ces derniers pouvant alors être utilisés comme agents réducteurs (au même titre que le coke) dans le haut fourneau. Le projet IGAR porté par ArcelorMittal vise à développer cette technologie.

##### *La capture et stockage des émissions de haut fourneau*

La capture et stockage du carbone (CSC ou CCS en anglais pour *carbon capture and storage*) pourrait aussi être déployé sur la filière intégrée. Un tel projet avait déjà été envisagé en 2009-2012 à Florange<sup>2</sup>. Mais les quantités de CO<sub>2</sub> à capturer sont élevées, les points de captage multiples et leurs spécificités encore à l'étude. La décarbonation ainsi obtenue risque d'être plus partielle que totale. Cette voie joue cependant un rôle significatif dans le scénario « Net zero emissions by 2050 » de l'AIE.

---

<sup>1</sup> Ademe (2018), « IGAR. Validation pré-industrielle de l'injection de gaz réducteur dans un haut-fourneau sidérurgique », avril.

<sup>2</sup> Projet Ucos, qui prévoyait de réduire les émissions de 50 %.

## 3.2. La transition vers la réduction directe

### *D'abord au méthane fossile pour une décarbonation partielle*

Une première voie de production primaire moins carbonée est la « réduction directe » du minerai de fer par du gaz fossile (méthane), fournissant du « fer pré-réduit » (étape de réduction) qui est ensuite fondu dans un four à arc électrique (étapes de fusion et d'affinage). Cette voie est déjà employée dans des pays mieux dotés en gaz qu'en charbon, et fournit 8 % à 9 % de la production primaire mondiale, avec une croissance rapide<sup>1</sup>. Elle émet 1 à 1,6 tCO<sub>2e</sub> par tonne d'acier<sup>2</sup>. C'est la première voie considérée par les stratégies de décarbonation des grands sidérurgistes, notamment en Europe<sup>3</sup>.

### *Décarboner davantage par la réduction directe : CSC et hydrogène bas carbone*

#### *La capture et stockage du carbone appliquée à la réduction directe au méthane fossile*

Partant d'une réduction directe au méthane fossile, il est possible de décarboner davantage en utilisant la technologie CSC. Celle-ci mobilise deux opérations successives : la capture du CO<sub>2</sub> sur l'installation et son stockage géologique.

Plusieurs voies techniques peuvent être employées pour l'étape de capture : absorption par un solvant aux amines, boucle au calcium, capture par oxycombustion (qui consiste à introduire de l'oxygène pur plutôt que de l'air dans le four, de sorte que les fumées en sortie présentent une forte proportion de CO<sub>2</sub>), capture par cryogénie, etc.

Sur les 1,1 tCO<sub>2</sub>/t<sub>acier</sub> émises au global (hors amont minier) pour la réduction directe au méthane, l'ajout de CSC sur le réacteur de réduction permet d'en réduire 55 % – ce qui correspond à une diminution de 65 % par rapport à la filière intégrée<sup>4</sup>. La CSC ne s'applique que sur le réacteur à réduction directe. Par conséquent, il faut ensuite pouvoir réduire les émissions de l'amont minier, de l'EAF (électricité bas carbone) et des étapes de transformation aval.

---

<sup>1</sup> Voir par exemple Kolisnichenko V. (2023), « [Global DRI production will increase to 175 million tons by 2030 – WSD](#) », GMK Center, 28 septembre.

<sup>2</sup> Hors amont minier compris, et selon l'intensité carbone de l'électricité utilisée dans le four électrique.

<sup>3</sup> Transformer un site où l'acier sortait d'un convertisseur à oxygène en un site où il sort d'un four à arc électrique permet en outre d'y augmenter, presque sans limite a priori, la part d'input ferrailles.

<sup>4</sup> Avec une hypothèse de contenu carbone de l'électricité (260 kgCO<sub>2</sub>/MWh) qui correspond à celle retenue pour le calcul des coûts d'abattement au Chapitre 3.

Bien sûr, l'utilisation de la technologie CSC peut conduire, selon la technologie à réduction directe utilisée, à augmenter la consommation d'énergie totale du procédé de fabrication d'acier et présente des coûts (CAPEX et OPEX) accrus.

#### *L'utilisation de l'hydrogène bas carbone comme réducteur*

Les actuels fours de réduction directe, quoique conçus pour le méthane, permettraient également d'utiliser directement de l'hydrogène. En effet, dans les procédés actuels de réduction directe, le gaz naturel est d'abord transformé en dihydrogène (H<sub>2</sub>) et monoxyde de carbone (CO), ces deux gaz permettant ensuite la réduction du minerai de fer. Ainsi, rien n'empêche d'utiliser directement de l'hydrogène seul dans le réacteur de réduction directe. Ce dernier améliorerait même la vitesse de la réaction. De plus, la substitution d'hydrogène bas carbone à de l'hydrogène produit à partir du vaporéformage du méthane (hydrogène « gris ») réduit les émissions d'environ 10 kgCO<sub>2</sub>/kgH<sub>2</sub>. L'hydrogène utilisé pour la réduction du minerai de fer est alors un « usage spécifique » : le recours à l'hydrogène décarboné évite *in fine* les émissions du recours au méthane fossile, mais il évite en outre de convertir préalablement ce méthane en hydrogène, avec une perte d'énergie due au rendement de conversion<sup>1</sup>.

Alternativement, certains procédés en cours de développement s'appuient sur des réacteurs optimisés pour les caractéristiques de l'hydrogène (voir par exemple le procédé « Hybrit » développé en Suède). Grâce à la meilleure vitesse de réaction, il est de taille un peu réduite, ce qui permettrait de réduire les coûts d'investissement.

Dans le cas de l'utilisation d'un réacteur à réduction directe à l'hydrogène, et lorsque celui-ci est produit par électrolyse avec une électricité bas carbone, de même que celle employée dans le four électrique, les émissions totales de la production d'acier diminuent de 1,7 tCO<sub>2</sub> par tonne d'acier, soit une diminution de près de 85 % par rapport à un haut fourneau (qui n'incorpore pas de ferrailles).

L'avantage d'un four qui permet d'utiliser à la fois du méthane et de l'hydrogène est qu'il peut mieux gérer la flexibilité électrique, c'est-à-dire le choix entre injecter du méthane directement dans le procédé ou injecter directement de l'hydrogène produit par électrolyse lorsque tous les moyens de production électrique sur le réseau sont bas carbone (voir section 3.5).

Enfin, la réduction directe du minerai de fer par l'ammoniac (NH<sub>3</sub>) fait également l'objet de recherches<sup>2</sup>. L'ammoniac est un dérivé de l'hydrogène, donc plus coûteux que lui à produire. Néanmoins, sa bien plus grande stockabilité<sup>3</sup> et transportabilité pourraient, dans certaines

---

<sup>1</sup> Voir Criqui P. (2022), *Les coûts d'abattement. Partie 4 – Hydrogène*, rapport de la commission sur les coûts d'abattement, France Stratégie, mai, 82 p.

<sup>2</sup> « L'ammoniac : un vecteur d'hydrogène efficace et un catalyseur de l'acier vert », *ChemEurope.com*, 8 avril 2023.

<sup>3</sup> Avec notamment l'éventuelle perspective d'en disposer de stocks à terre sur les plus grands sites portuaires, si l'ammoniac remplit un rôle significatif dans la propulsion des grands cargos.

configurations, le rendre plus utilisable que l'hydrogène. Cette technologie est peu mature et peu étudiées à ce stade. Ainsi, faute de données fiables, les coûts d'abattement de cette technologie ne sont pas calculés au Chapitre 3.

#### *La décarbonation du four à arc électrique*

Généralement, du charbon est ajouté directement dans le four électrique, notamment pour permettre de faire mousser le laitier (voir Chapitre 1). Un moyen de décarboner cette étape serait d'utiliser du charbon végétal.

Le four à arc électrique peut utiliser du gaz naturel pour chauffer plus rapidement son contenu. Avant que le mix électrique ne soit entièrement décarboné, l'adjonction de gaz naturel pour chauffer directement le four est plus intéressante que le détour par des centrales électriques au gaz naturel produisant l'électricité nécessaire à l'alimentation du four, en brûlant 2 MWh de gaz naturel pour un MWh électrique.

Dans le même esprit, il est intéressant pour la décarbonation d'utiliser le four électrique de préférence pendant les phases où la production d'électricité est bas carbone, y compris au sens marginal (phase de forte production éolienne ou photovoltaïque par exemple). En pratique, les aciéries électriques sont déjà historiquement organisées en des cycles de travail permettant de ne pas produire pendant les pics de consommation d'électricité, en travaillant par exemple de nuit. Demain, avec davantage de variabilité dans le système électrique, ces cycles de production pourraient être amenés à évoluer, pour s'aligner sur les périodes où des excédents de production électrique sont prévisibles (typiquement, les milieux de journées de printemps et d'été), voire être rendus plus flexibles (ce qui a un coût), pour répondre à la « météo de l'électricité » – par exemple, soutirer davantage pendant les périodes de fort vent.

Ainsi, les émissions associées à cette étape proviennent majoritairement de l'utilisation d'électricité (donc de son contenu carbone). Cet aspect est étudié dans le Chapitre 3 relatif au calcul des coûts d'abattement, l'EAF étant utilisé dans plusieurs voies de décarbonation (en sortie de réacteur à réduction directe ou en sortie de l'électrodéposition, voir ci-dessous).

### **3.3. L'électrolyse du minerai de fer comme alternative aux procédés de réduction directe**

L'électrolyse est un autre moyen de produire du fer pur à partir de minerai. Cette technologie repose sur le principe de circulation d'un courant électrique dans un bain électrolytique, qui permet d'arracher les atomes d'oxygène du minerai de fer. Il existe deux grands types d'électrolyse, à basse température (appelée électrodéposition) ou à haute température.

### **L'électrodéposition : électrolyse du minerai de fer à basse température**

Le projet Volteron<sup>1</sup>, d'une part, et l'entreprise Electra<sup>2</sup>, d'autre part, développent des procédés d'électrolyse à basse température (environ 120 °C) du minerai de fer – appelés aussi procédés d'électrodéposition, où le minerai est mis en suspension dans un bain alcalin. Comme pour la réduction directe, le fer obtenu en sortie doit être fondu dans un four à arc électrique pour obtenir de l'acier. Le procédé pourrait être commercialisable peu après 2030. Sa modularité en ferait un atout majeur, avec la possibilité d'avoir des usines de toutes tailles.

Comme pour le procédé de réduction directe à l'hydrogène bas carbone, l'électrodéposition permet de réduire les émissions de l'ordre de 90 % si la production électrique pour fabriquer l'hydrogène est bas carbone (mais seulement de 40 % à moyen terme avec un contenu marginal moyen carbone de l'électricité qui fait intervenir des centrales à gaz).

Un autre avantage fort de l'électrodéposition, dans le cadre de la décarbonation de la production d'acier primaire, est sa flexibilité électrique par rapport aux autres procédés d'électrolyse ou à la filière de réduction directe à l'hydrogène (voir section 3.5).

### **L'électrolyse du minerai de fer à haute température**

L'électrolyse à haute température, analogue au procédé utilisé pour la production d'aluminium primaire, serait également possible, elle est développée notamment par Boston Metal. Le fonctionnement à 1 600 °C en fait un procédé très peu flexible du point de vue de la consommation d'électricité, ce qui interroge quant à son intérêt pour la décarbonation, puisque le procédé ajouterait une sollicitation au système électrique, y compris dans ses périodes de tension – sauf à parvenir à coupler son développement à des productions de base décarbonées additionnelles, telles que du nucléaire.

Ce procédé semble néanmoins à un stade de développement plus avancé. Il est utilisé pour la production de ferroalliages et dispose d'une première usine au Brésil pour fabriquer des métaux tels que le niobium, mais avec le même procédé.

---

<sup>1</sup> Groupe John Cockerill (2023), « [ArcelorMittal et John Cockerill annoncent la création de la première usine d'électrolyse du fer à basse température à l'échelle industrielle](#) », 14 juin. Ce projet rassemble deux acteurs du consortium Siderwin, dans le cadre duquel s'est tenue la précédente phase de développement : <https://www.siderwin-spire.eu/>.

<sup>2</sup> <https://www.electra.earth/>

### 3.4. Des transformations structurelles pour la sidérurgie et le secteur minier

#### *La décarbonation de la sidérurgie nécessitera du minerai de fer de qualité*

Les réacteurs de réduction directe, et dans une moindre mesure les procédés d'électrodéposition, ont besoin d'un minerai de fer de meilleure qualité, laquelle se définit par sa concentration en fer et par la nature des impuretés qui l'accompagnent.

Le fer, comme le silicium et l'aluminium, est très présent dans la croûte terrestre : il constitue 5 % de sa masse<sup>1</sup>. Les minerais de fer commercialisés (direct-shipping ores), extraits tels quels ou obtenus par concentration de minerais moins qualitatifs, contiennent typiquement 55 % à 67 % de fer – sur une échelle qui place un minerai de fer pur à 69,9 % (hématite  $\text{Fe}_2\text{O}_3$ ) ou 72,4 % (magnétite  $\text{Fe}_3\text{O}_4$ ).

Fondamentalement, un minerai de qualité médiocre est moins concentré en fer et contient donc plus de gangue, c'est-à-dire d'éléments indésirables pour la production d'acier. Or, dans le réacteur de réduction directe, la gangue contenue dans le minerai reste dans le produit en sortie. Cela tient au fait que seule l'étape de réduction a lieu dans le réacteur, contrairement au haut fourneau où l'étape de fusion a aussi lieu, ce qui permet de séparer la gangue du fer (à travers le laitier). Ainsi, le DRI ou HBI inséré dans le four à arc électrique contient un fort taux de gangue, ce qui conduit à produire tellement de laitier que ce dernier capte une quantité importante d'atomes de fer. Les fours de réduction directe pourraient donc exiger un minerai de très haute qualité, à 66 % ou 67 % de fer<sup>2</sup>, ne correspondant qu'à une très petite fraction des minerais actuellement commercialisés<sup>3</sup>. Néanmoins :

- Des minerais à haute concentration en fer peuvent être recherchés – la mine de Simandou, en cours de développement en Guinée, en est un exemple. Mais l'accès à de tels minerais suppose évidemment d'acquitter un surcoût, qui pourrait s'accroître avec la demande de tels minerais<sup>4</sup>.
- Surtout, des technologies d'enrichissement du minerai de fer peuvent être mises en place au niveau de la mine, ce qui conduit également à un surcoût. Ces solutions d'enrichissement sont en général moins coûteuses sur des minerais riches en

---

<sup>1</sup> La croûte terrestre contient donc en moyenne plus de fer qu'un minerai de cuivre ne contient de cuivre.

<sup>2</sup> Fastmarkets (2021), « [Understanding the high-grade iron ore market](#). An introduction to market dynamics and pricing mechanisms in the high-grade iron ore segment », mars.

<sup>3</sup> Institute for Energy Economics and Financial Analysis – IEEFA (2022), « [Iron ore quality a potential headwind to green steelmaking](#). Technology and mining options are available to hit net-zero steel targets », juin.

<sup>4</sup> Flowers S. et Cachot D. (2023), « [How a changing steel market is forcing iron ore supply to adapt](#) », Wood Mackenzie, 5 octobre.

magnétite (son caractère magnétique facilitant grandement la séparation du fer et des autres éléments) plutôt qu'en hématite.

- Une troisième solution, technologiquement plus lourde, consiste à placer en aval du réacteur de réduction directe, plutôt qu'un four à arc électrique, un four électrique de fusion (ou ESF pour *Electric smelting furnace* en anglais). Ce type de four est déjà couramment utilisé dans la fabrication d'alliages, mais n'existe pas encore aux dimensions requises. L'ESF, répliquant les conditions physico-chimiques qui règnent dans la partie basse d'un haut fourneau, produit une fonte pouvant être dirigée vers les convertisseurs à oxygène existants. Cette technologie permet donc également de contribuer à la décarbonation de la fonte. Le laitier en sortie d'ESF est compatible avec la production de ciment, au même titre que le laitier de haut fourneau. Enfin cette technologie permet d'obtenir de la fonte primaire décarbonée, nécessaire pour la décarbonation des produits en fonte.

**Tableau 3 – Synthèse des principales voies de décarbonation de l'acier primaire**

			Fraction approximative du minerai actuel mobilisable	Profondeur de la décarbonation obtenue (hors amont minier et transformations à l'aval)	Degré d'innovation nécessaire
<b>Réduction directe</b>	Couplée à un EAF	Au gaz fossile	8 %, en croissance et sans traitement additionnel	Environ -50 %	Presque aucun
		Au gaz fossile, avec CSC		Environ -80 %	Faible
		... ou avec une part d'hydrogène		De -50 % à peut-être -85 % en fonction des hypothèses sur l'hydrogène	Faible
	Couplée à un ESF et alimentant un convertisseur à oxygène	Les 3 options ci-dessus restent possibles	75 %	Entre -45 % (au gaz fossile) et -80 % (si 100 % d'hydrogène bas carbone)	Moyen
<b>Électrolyse à basse température (electrowinning)</b>			40 %	Potentiellement jusqu'à -90 %, en fonction de la flexibilité de la consommation électrique	Très élevé
<b>Haut fourneau, avec CSC</b>			100 %	De -50 % à -70 %, en fonction du niveau d'ambition	Moyen à élevé en fonction du niveau d'ambition

EAF = four à arc électrique ; ESF = *electric smelting furnace* ou four électrique de fusion.

Lecture : la « fraction de minerai actuel mobilisable » ne doit pas être interprétée comme une limite « dure » : elle ne traduit qu'un état à date de la fourniture de minerais, avant que la décarbonation n'incite plus nettement à fournir des minerais de haute qualité.

Source : synthèse France Stratégie

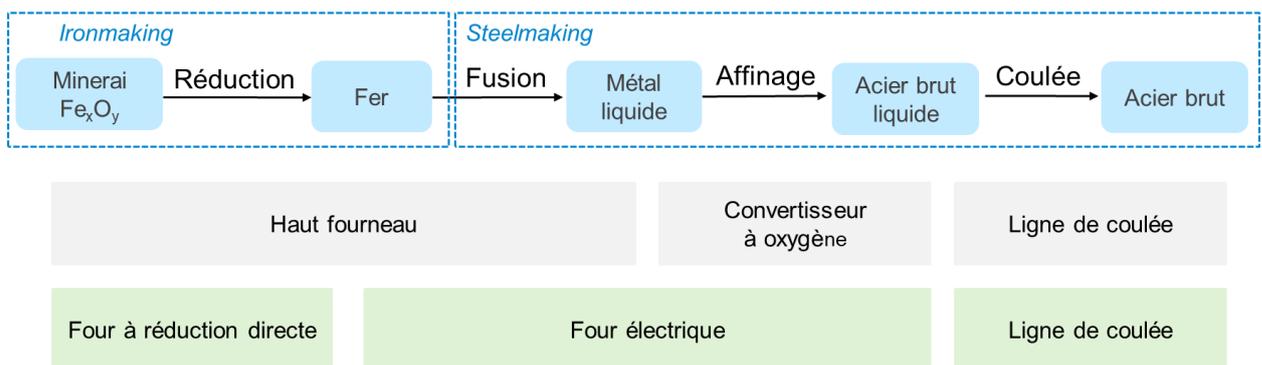
Dans tous les cas, un surcoût doit être pris en compte pour la décarbonation (voir Chapitre 3). Les solutions technologiques (points 2 et 3 ci-dessus) font l'objet de recherche et développement, notamment dans des pays qui disposent d'importantes ressources en fer de mauvaise qualité comme l'Australie et pourraient ainsi valoriser ces dernières.

### **La décarbonation peut entraîner une réorganisation importante de la chaîne de valeur de la sidérurgie**

Comme indiqué au Chapitre 1, le fait que les étapes de réduction et de fusion se déroulent ensemble dans le haut fourneau conduit à devoir utiliser le métal en fusion directement sur site – d'où les grands sites sidérurgiques intégrés.

Dans la filière à réduction directe, puisque les étapes de réduction et de fusion sont séparées, il devient possible de réaliser ces étapes sur des sites distincts.

**Figure 8 – Étapes de fabrication de l'acier primaire**



Lecture : dans le haut fourneau, les étapes de réduction et de fusion permettent de transformer le minerai en fer puis en métal liquide.

Source : France Stratégie

Il reste entièrement logique d'effectuer la fusion de la matière puis l'affinage de l'acier sur les sites sidérurgiques actuels, qui disposent des infrastructures de coulée puis en général de laminage, actifs très lourds, et de la proximité avec leurs chaînes de valeurs aval et leurs marchés.

En revanche, l'optimisation des coûts conduit à explorer les localisations possibles pour l'étape de réduction du minerai, qu'il peut être intéressant de placer dans des pays ou régions où l'électricité, ou le gaz fossile et le CCS, sont disponibles à bas coût – en particulier quand c'est directement le cas de la région d'extraction du minerai. Le DRI pourrait être importé depuis ces régions (sous forme de HBI), ce qui reviendrait à importer

indirectement, sous une forme plus manipulable, l'énergie employée<sup>1</sup>, et, accessoirement, réduirait les volumes de matière à transporter<sup>2</sup>. En fonction des pays concernés, ces avantages doivent être mis en balance avec des inconvénients tels que des coûts de financement augmentés du fait du « risque-pays ».

Ce concept, nommé *green iron corridors*, est désormais bien présent dans le débat sur la décarbonation de l'acier<sup>3</sup>. Les coûts de ces deux options sont comparés au Chapitre 3.

### 3.5. Acier et consommation d'électricité : la décarbonation par la flexibilité électrique

#### *La variabilité temporelle de la valeur de l'électricité, une donnée centrale dans un monde bas carbone*

Historiquement, la flexibilité électrique, c'est-à-dire l'équilibrage entre productions et consommations, était en majeure partie portée par la production, notamment la production par les centrales thermiques à flamme (charbon, fioul, gaz) ou les centrales hydroélectriques, et peu par la consommation.

Or, dès lors qu'on se place dans le cadre d'une forte ambition de décarbonation, les combustibles prennent une valeur, au sens le plus large, élevée : directement, quand ces combustibles sont carbonés et qu'il s'agit donc d'éviter autant que possible de les brûler ; ou indirectement, quand ils sont décarbonés, parce qu'ils se révèlent ou bien rares, tels la biomasse, ou bien coûteux à produire, tels les dérivés d'hydrogène. Ce constat se répercute sur l'électricité, chaque fois que les moyens de production électrique décarbonés<sup>4</sup> ne suffisent pas à répondre aux besoins : l'électricité supplémentaire, « marginale », doit être produite à partir de combustibles<sup>5</sup>, si bien que toute l'électricité

---

<sup>1</sup> De la même manière que l'aluminium, produit par un procédé très électro-intensif, est souvent présenté comme de l'« électricité solide ».

<sup>2</sup> Pour une même production d'acier, transporter du HBI plutôt que du minerai et du charbon divise les tonnages par deux.

<sup>3</sup> Voir Lang S., Lantz F. et Ragot L. (2024), « [La trajectoire de décarbonation de la sidérurgie française se précise](#) », *Revue de l'Énergie*, n° 670, janvier-février ; ou RMI (2023), « [Green iron corridors: A new way to transform the steel business](#) », 23 avril. Chez les industriels, voir notamment une interview du patron de H2 Green Steel – *L'usine nouvelle* (2023), « ["Nous avons créé le marché de l'acier vert", se félicite Henrik Henriksson, de la start-up suédoise H2 Green Steel](#) », 30 mars – et une du PDG d'ArcelorMittal Europe [sur le site de Hydrogeninsight](#) (mise à jour 21 février 2024).

<sup>4</sup> Nucléaire compris.

<sup>5</sup> Combustible nucléaire non compris.

produite dans de tels moments revêt une valeur élevée – de même que toute économie d'électricité réalisée dans de telles périodes<sup>1</sup>.

Par contraste, à partir d'un certain niveau de développement des productions électriques décarbonées « fatales », celles-ci viennent, du moins par moments, en excès des consommations, ce qui rend l'électricité temporairement surabondante.

Ainsi apparaissent des contrastes prononcés entre valeurs de l'électricité<sup>2</sup>, d'un moment à l'autre de la journée ou de l'année, jusqu'à induire parfois des prix négatifs.

Dans l'UE, l'inclusion des centrales électriques dans le système de quotas d'émissions et les niveaux de prix du carbone sur ce marché, devenus non négligeables après l'introduction en 2021 de la *Market Stability Reserve*, ont clairement pour résultat le renforcement de ces écarts de prix. Les occurrences de prix faibles voire nuls ou négatifs sont encore relativement peu fréquentes<sup>3</sup>, mais elles sont appelées à augmenter avec le développement des productions décarbonées à partir de sources intermittentes. Cette situation n'est pas une anomalie. Elle reflète le contraste entre des « états » du système électrique qui diffèrent fortement d'une période à l'autre ; et appelle à un placement temporel judicieux des consommations, quand cela est possible. En d'autres termes, la décarbonation crée une situation dans laquelle l'équilibrage du système électrique, au lieu d'être réalisé essentiellement du côté de la production (par les combustibles), comme c'était le cas antérieurement, peut l'être en partie du côté de la demande, par les consommateurs.

On peut souligner que ce constat est essentiellement de nature technique : il ne dépend pas du *market design* choisi pour le système électrique<sup>4</sup>. Les arbitrages de court terme qu'il encourage chez les consommateurs ne sont pas exclusifs des mécanismes de redistribution destinés à leur transmettre, en moyenne, les coûts moyens du parc de production.

### **La flexibilité, à différents pas de temps<sup>5</sup>**

Les différents pas de temps de la flexibilité doivent impérativement être distingués :

- Le pas de temps infra-journalier correspond typiquement aux variations d'heure en heure de la production photovoltaïque et des consommations domestiques et tertiaires.

---

<sup>1</sup> Ceci ne serait pas valable dans un système électrique disposant de très grandes quantités d'hydraulique pilotable – mais tel n'est le cas ni à l'échelle de l'Europe ni à celle de la France.

<sup>2</sup> Plus précisément, entre ses valeurs marginales de court terme.

<sup>3</sup> De décembre 2022 à juin 2023, elles couvrent environ 5 % des pas de temps.

<sup>4</sup> À titre d'exemple, à l'époque du monopole d'EDF, des « coûts marginaux de court terme » étaient manipulés, et les tarifs « EJP » en étaient une des traductions.

<sup>5</sup> Au-delà des généralités ci-dessous, voir notamment les travaux de RTE, dont le chapitre du bilan prévisionnel à 2035 consacré aux flexibilités : RTE (2024), *Équilibre offre demande et flexibilités*, RTE.

À terme, avec le développement de la filière photovoltaïque, des variations de très grandes amplitudes peuvent apparaître à ce pas de temps, notamment au printemps et à l'été. Avant équilibrage par le gaz, différentes flexibilités sont susceptibles de répondre en partie au besoin : l'hydraulique, y compris dans ses fonctions de stockage, le placement de consommation des chauffe-eau, le placement temporel des consommations du chauffage électrique et de la climatisation, le placement des recharges de véhicules, les batteries électriques stationnaires, etc. Toutefois ces flexibilités ne suffiront pas<sup>1</sup> à compenser, au printemps et en été, les variations de la production photovoltaïque, créant alors une situation générale de plus faible valeur moyenne de l'électricité en journée que la nuit. Ce qui constitue une inversion de la situation connue jusqu'alors.

- Le pas de temps hebdomadaire et mensuel correspond typiquement aux variations de production de l'éolien : semaines successives plus ou moins ventées. À ce pas de temps, les flexibilités du point précédent (chauffe-eau, recharges de véhicules, etc.) disparaissent largement.
- Le pas de temps annuel correspond aux variations entre les plus fortes consommations de l'hiver et les plus faibles consommations de l'été en Europe. De longue date, la production nucléaire y répond en partie, par placement des arrêts de tranches pour maintenance préférentiellement en été. Les autres productions présentent aussi des variabilités saisonnières. L'éolien, par sa production moyenne plus forte l'hiver que l'été, présente l'avantage de pouvoir contrebalancer les autres effets – tout du moins en moyenne. À l'inverse, les freins au développement de l'éolien peuvent conduire à un fort déficit de production hivernale<sup>2</sup>. Un fort déséquilibre dans le système électrique entre été et hiver est extrêmement difficile à rattraper par des flexibilités décarbonées : la seule solution connue à ce jour consiste à passer par l'hydrogène<sup>3</sup>.

---

<sup>1</sup> En fait, même un très fort développement de ces flexibilités infra-journalières, évidemment souhaitable, viendrait, en consommant des excédents d'électricité, élargir l'« espace économique » de la production photovoltaïque, donc en permettre un plus fort déploiement... et augmenter encore le besoin de flexibilités. C'est fondamentalement le faible LCOE (coût annualisé moyen, par MWh) du photovoltaïque et l'absence de limite forte, à terme, à son déploiement, qui garantit qu'il sera pertinent de se mettre en mesure d'adapter les consommations électriques à ses caractéristiques temporelles (intra-journalières et si possible inter-saisonnières) de production.

<sup>2</sup> Le photovoltaïque, qui produit peu en hiver en Europe, ne peut pas s'y substituer.

<sup>3</sup> Sur ces pas de temps, elle demeurera inévitablement très chère, même à long terme, puisqu'aux coûts et pertes de production s'ajoutent des coûts du stockage (cavités salines mobilisées pour de l'hydrogène avec un temps de cycle long, ou encore conversion de l'hydrogène en ammoniac).

### **Procédé à arc électrique et flexibilité de consommation**

Les aciéries à arc électrique ne fonctionnent pas forcément en continu, mais plus souvent par coulées (mise en place d'un répartiteur) pouvant durer une dizaine ou une quinzaine d'heures, alimentées par des fournées successives, typiquement toutes les quarante minutes. Une fois la production lancée, il est techniquement presque impossible d'arrêter un four et économiquement pénalisant d'écourter une coulée.

La flexibilité des fours à arc électrique a sa place dans la décarbonation de la sidérurgie : en positionnant au mieux les horaires de fonctionnement, des sollicitations de moyens de production électrique carbonés peuvent être évitées. Par le passé, les fours à arc électrique étaient opérés de préférence pendant les heures de nuit et les organisations du travail dans ces aciéries étaient négociées en fonction. La conjonction de la décarbonation et des autres évolutions du système électrique feront nécessairement évoluer ces organisations :

- l'introduction des renouvelables variables augmentera l'occurrence de périodes d'excédents d'électricité bas carbone, nucléaire compris ;
- la tarification croissante du carbone fait monter les écarts de prix entre périodes d'excédents d'offre et périodes où des centrales thermiques doivent être sollicitées ;
- demain, les périodes favorables prévisibles se situeront pour beaucoup en journée, notamment au printemps et en été (du fait de la production photovoltaïque). Il importe que les organisations du travail, dans les aciéries concernées, puissent être adaptées à cette nouvelle donne ;
- d'autres périodes favorables seront non prévisibles par avance car dépendantes de la météo (vent, température). Leur éventuelle exploitation (par arbitrage sur les prix « spot », constatés à court terme) supposerait concrètement de surdimensionner dans une certaine mesure les organisations du travail, relativement à la production prévisionnelle de l'usine, pour pouvoir annuler avec un court préavis une part des créneaux de production : elle serait donc nécessairement coûteuse. La viabilité ou non de telles mesures dépend des spécificités de chaque usine, y compris la situation conjoncturelle de ses produits et intrants.

Enfin, la modulation de l'appoint en gaz, en fonction de l'état « en temps réel » du système électrique, peut faire partie des optimisations de décarbonation. C'est probablement la seule flexibilité en mesure de saisonnaliser une fraction de la consommation d'électricité des aciéries électriques sans pour autant saisonnaliser leur production, situation qui aurait évidemment un coût extrêmement élevé.

Enfin, dans le cas où le four à arc électrique consomme du DRI produit sur site, l'équation se présente différemment. En effet, le DRI sort chaud du réacteur de réduction directe, et l'enfourner directement permet une économie d'énergie. Flexibiliser l'EAF suppose donc, outre les coûts de stockage du DRI et un dimensionnement plus large de l'EAF, de renoncer en partie à cette économie d'énergie, ce qui diminue l'intérêt de la flexibilité.

Les possibilités dépendront donc des sites. En tout état de cause, chaque fournée qui aura pu valoriser de l'électricité excédentaire ou qui aura évité un moment de fortes contraintes sur le système électrique aura évité de l'ordre de 240 kg de CO<sub>2</sub> par tonne d'acier fondue<sup>1</sup>, ce qui est extrêmement significatif, relativement à l'ordre de grandeur de 400 kgCO<sub>2</sub>/t d'émissions moyennes totales qui caractérise les aciéries à arc électrique.

### **Réduction directe à l'hydrogène et flexibilité de consommation**

L'alimentation d'un réacteur à réduction directe par de l'hydrogène issu d'électrolyse de l'eau relève du cas général décrit dans le volet « hydrogène » de la série des rapports sur les coûts d'abattement<sup>2</sup>. Comme décrit dans ce précédent rapport, il est alors essentiel, pour s'inscrire réellement dans la décarbonation, de flexibiliser l'appel au système électrique. Outre le recours à des stockages géologiques d'hydrogène, qui est la solution standard pour obtenir cette flexibilité, la réduction directe ouvre la possibilité d'une hybridation entre gaz. Certains réacteurs peuvent en effet utiliser indifféremment du méthane ou de l'hydrogène<sup>3</sup>. Les deux fonctionnements peuvent être alternés en fonction de l'état du système électrique. La transition du gaz naturel vers l'hydrogène pourrait alors se faire progressivement, en fonction du rythme de décarbonation de la « production électrique marginale ».

Mais cette solution conserve durablement une part significative de méthane dans le mix énergétique de la réduction directe et ne permet donc pas une décarbonation profonde aussi rapide que celle permise par la CSC. Comme le mettait en avant le rapport « Hydrogène » précédemment mentionné, la CSC peut être mise en œuvre dans des temporalités plus rapides que celles permettant de compter sur de très larges périodes de marginalité bas carbone dans le système électrique.

---

<sup>1</sup> Si elle mobilise, à raison de 0,6 MWh/t<sub>acier</sub>, de l'électricité excédentaire plutôt qu'un appel marginal aux cycles combinés gaz (400 kgCO<sub>2</sub>/MWh environ).

<sup>2</sup> Criqui P. (2022), *Les coûts d'abattement. Partie 4 – Hydrogène*, rapport de la commission sur les coûts d'abattement, France Stratégie, mai, 82 p.

<sup>3</sup> Avec des contraintes « de rampe » dans le temps de passage de l'un à l'autre, qui ne remettent toutefois pas en cause l'exploitation de cette flexibilité.

### **Procédés d'électrodépositions et flexibilité de consommation**

Les procédés d'électrodéposition auraient le très grand atout d'être extrêmement flexibles, permettant d'opérer à la demande de nombreux arrêts-redémarrage de l'installation. Un rapport du consortium Siderwin<sup>1</sup> va jusqu'à décrire un cas extrême où la technologie prendrait en charge en 2050 une production primaire d'acier en Europe très élevée<sup>2</sup> et offrirait la possibilité de s'interrompre pendant les 5 % d'heures les plus tendues de l'année. La production d'acier serait ainsi déplacée de façon à mobiliser des moyens de production d'électricité bas carbone additionnels, nucléaires ou éoliens<sup>3</sup>. Cette flexibilité, s'appliquant sur des puissances élevées (39 GW dans l'étude), permettrait alors de se passer d'une partie des centrales thermiques de pointe, avec des gains tant en émissions de CO<sub>2</sub> qu'en coûts complets du système électrique (car ce procédé évite l'installation de capacité supplémentaire).

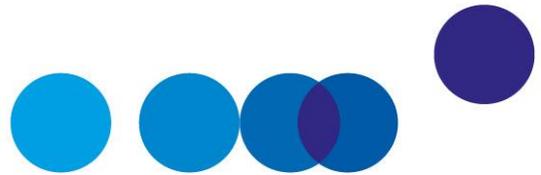
---

<sup>1</sup> Barberousse M., Apostolou M., Debregeas A. et Bono C. (2020), « [Electrification of primary steel production based on SIDERWIN process: simulation on the European power system in 2050](#) », European Council for an Energy Efficient Economy.

<sup>2</sup> 132 Mt/an, ce qui *pour la seule production primaire* semble très irréaliste. Ce point n'a toutefois pas d'incidence pour le raisonnement présenté : l'ajout reste petit devant la taille du système électrique européen, si bien que le même exercice conduit à une échelle plus petite donnerait les mêmes résultats, à un facteur de proportionnalité près.

<sup>3</sup> Il s'agit donc d'une évaluation « à parc de production adapté » (ou « avec parc de production incrémental »). L'hypothèse que ce parc incrémental est entièrement bas carbone, essentielle pour les résultats qui suivent, ne saurait valoir à court ou moyen terme en Europe, où prévaut pour l'instant une situation de relative insuffisance des moyens de production bas carbone, et où les politiques publiques ont pris acte de la nécessité d'augmenter aussi vite que possible ces productions. C'est bien seulement dans une perspective de long terme que doit être compris l'exercice.





## CHAPITRE 3

# CALCUL DES COÛTS D'ABATTEMENT DE LA PRODUCTION D'ACIER PRIMAIRE

---

## 1. Cadrage méthodologique

### 1.1. Les voies technologiques étudiées

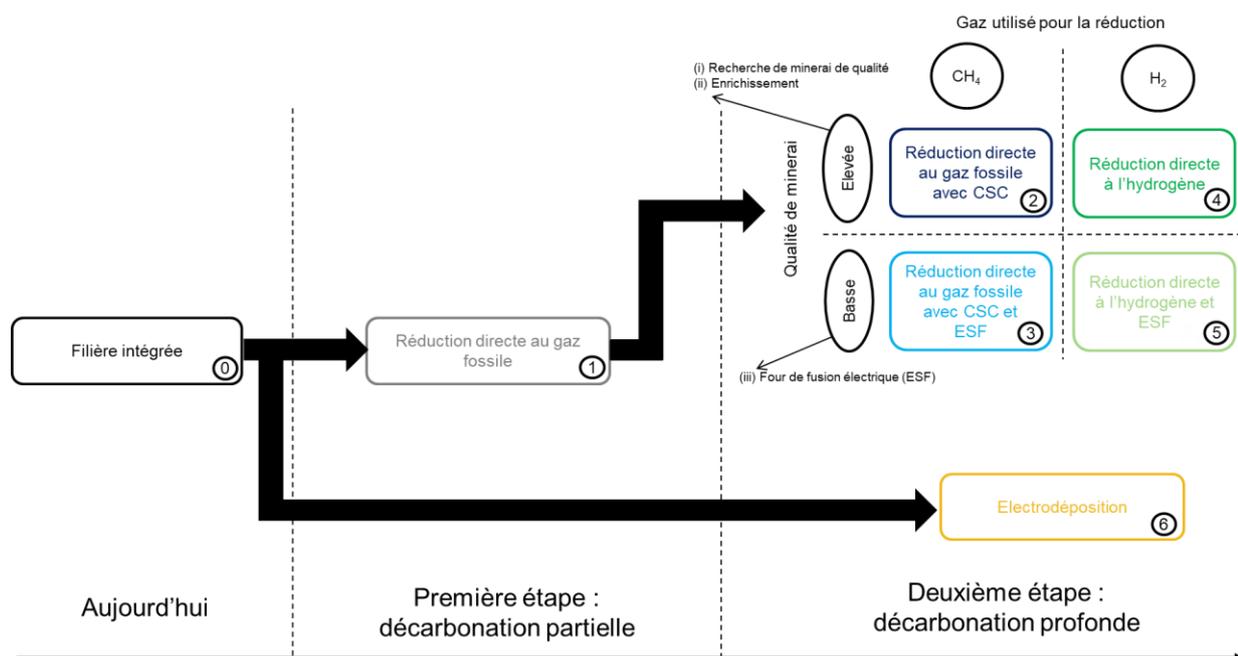
Les voies technologiques étudiées pour le calcul des coûts d'abattement sont celles qui ont été identifiées comme étant les plus pertinentes d'un point de vue technique (voir Chapitre 2), à savoir :

- La réduction directe
  - d'abord au gaz naturel pour permettre une décarbonation partielle (**voie 1**, se reporter à la section 2.1) ;
  - avec l'ajout d'une brique CSC<sup>1</sup> pour permettre de décarboner presque entièrement la production d'acier primaire (**voie 2**, section 2.2) ;
  - ou un passage éventuel à l'hydrogène décarboné (**voie 4**, section 2.3) ;
  - et/ou l'ajout d'une brique technologique (ESF) – sur la réduction directe au gaz naturel (**voie 3**) ou à l'hydrogène (**voie 5**) – permettant de s'affranchir de la contrainte sur la qualité du minerai de fer entrant dans les réacteurs de réduction directe (section 2.4).
- L'électrolyse à basse température du minerai de fer ou électrodéposition (**voie 6**, section 3).

---

<sup>1</sup> La CSC dans la filière intégrée n'est pas étudiée dans cette section pour les raisons évoquées au Chapitre 2.

Figure 9 – Voies de décarbonation étudiées



Lecture : partant de la filière intégrée actuelle, une première étape de décarbonation pourrait utiliser le gaz naturel (réduction directe), avant que le développement et la mise à l'échelle des autres technologies (celles qui permettront *in fine* une décarbonation complète) soient effectués (deuxième étape).

Source : France Stratégie

Tableau 4 – Émissions des voies technologiques de décarbonation étudiées

$tCO_{2e}/t_{acier}$	Voie 1	Voie 2	Voie 3	Voie 4	Voie 5	Voie 6
Agglomération du minerai de fer	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Réacteur de réduction directe	0,6	0,2	0,2	0,3	0,3	-
Four à arc électrique	0,2	0,2	-	0,2	-	0,2
Four de fusion électrique	-	-	0,3	-	0,3	-
Convertisseur à oxygène	-	-	0,2	-	-	-
Électrolyseur	-	-	-	-	-	0,8
Laminage	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
<b>Total (hors amont minier)</b>	<b>1,1</b>	<b>0,7</b>	<b>1,0</b>	<b>0,8</b>	<b>0,9</b>	<b>1,2</b>

Note : les valeurs présentées reflètent un contenu carbone de l'électricité de 260 kgCO<sub>2</sub>/MWh. Pour le réacteur de réduction directe dans le cas d'utilisation d'hydrogène, la valeur inclut les émissions associées à l'électricité pour produire l'hydrogène. Pour les technologies utilisant la CSC, les émissions associées à sa consommation électrique figurent dans les émissions du réacteur de réduction directe.

Source : France Stratégie

Puisque les différentes voies étudiées consomment toutes de l'électricité, mais en plus ou moins grande quantité, l'abattement d'émissions dépend du contenu carbone considéré. Ainsi, avec le contenu carbone considéré pour les calculs (260 kg/MWh), la décarbonation peut n'apparaître que partielle. Mais à un horizon plus lointain, avec un contenu carbone de l'électricité plus faible, la décarbonation sera profonde.

**Tableau 5 – Potentiel d'abattement par rapport à la filière intégrée de chacune des voies étudiées selon le mix électrique considéré**

	Contenu carbone de l'électricité à 260 kg/MWh (hypothèse retenue pour les calculs)	Contenu carbone de l'électricité à 100 kg/MWh (pour information)
<b>Voie 1</b>	-40 %	-45 %
<b>Voie 2</b>	-65 %	-90 %
<b>Voie 3</b>	-45 %	-85 %
<b>Voie 4</b>	-60 %	-90 %
<b>Voie 4bis</b>	-65 %	-90 %
<b>Voie 5</b>	-50 %	-85 %
<b>Voie 6</b>	-40 %	-85 %

Note : la voie 4bis correspond à la voie 4 mais où l'étape de réduction est réalisée à l'étranger. Les réductions sont calculées sur le périmètre de la production d'acier brut, c'est-à-dire sans les émissions de l'amont minier et avec les émissions de l'étape de laminage.

Source : synthèse France Stratégie

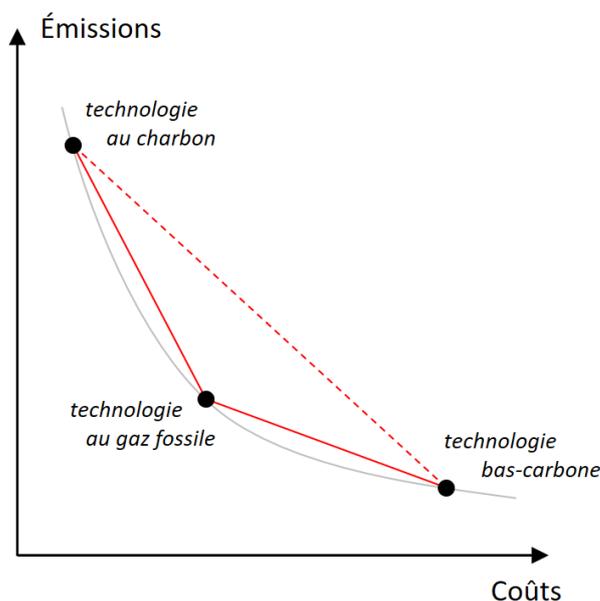
## 1.2. Une décarbonation en deux étapes

On examine la production d'acier primaire, sans ajout de ferrailles. Comme on l'a vu, une première étape de la décarbonation repose sur la transition du charbon, utilisé dans les hauts fourneaux, au gaz fossile, utilisé dans les réacteurs de réduction directe<sup>1</sup>. La technologie de réduction directe au gaz fossile est alors une technologie de décarbonation intermédiaire.

Il convient donc, lorsqu'on examine les technologies de réduction directe allant plus loin que le seul passage au gaz fossile – à savoir d'une part l'ajout de CSC et d'autre part le passage à l'hydrogène – de les évaluer d'abord en comparaison de cette solution de décarbonation intermédiaire. À défaut, on prendrait le risque de sous-estimer le coût d'abattement associé aux technologies de décarbonation profonde, car on leur imputerait des réductions d'émissions qui viennent en fait de l'étape de transition du charbon vers le gaz fossile.

<sup>1</sup> De la même manière que, pour la génération de chaleur ou la production électrique, la décarbonation commence par une sortie du charbon, s'appuyant en général sur le gaz.

Graphique 2 – Concurrence entre plusieurs technologies plus ou moins carbonées ou chères



Lecture : différentes technologies concurrentes se situent sur un « front de Pareto », certaines étant moins chères mais plus émissives, et inversement. Le passage d'une technologie à l'autre se fait à coût d'abattement nul si la ligne qui les relie est verticale, et à coût d'abattement d'autant plus élevé que cette ligne est éloignée de la verticale. Une évaluation rigoureuse de la technologie bas carbone se fait relativement à la technologie intermédiaire, et non relativement à la technologie la plus carbonée.

Source : France Stratégie

De plus, ce schéma en deux étapes correspond très souvent à la chronologie constatée des projets : la transition vers la réduction directe au gaz fossile est déjà en cours dans les pays à gaz fossile abondant, mais non encore les étapes suivantes. Et en Europe, les sites sidérurgiques intégrés planifient leur transition selon ce schéma en deux étapes.

On vérifiera cependant a posteriori que le triangle formé par les trois technologies se présente bien comme ci-dessus : si le coût d'abattement de la seconde étape de la transition s'avérait inférieur à celui de la première (dit autrement : si la technologie intermédiaire se trouvait à droite de la ligne pointillée tracée entre les deux autres), alors la technologie intermédiaire ne serait jamais pertinente à terme (elle n'atteint pas le front de Pareto) et c'est bien le coût d'abattement calculé depuis la première vers la dernière technologie (ligne pointillée) qui redevient pertinent.

Ainsi, nous utilisons deux technologies de référence pour le calcul des coûts d'abattement.

- La première technologie de référence utilisée correspond à la meilleure technique disponible de production d'acier primaire (pas d'incorporation de ferrailles post-consommation) par la voie intégrée en Europe (c'est-à-dire celle qui utilise du charbon), avec un investissement correspondant au renouvellement de l'actif plutôt que de l'investissement dans un actif neuf. Cette situation correspond bien à la situation

européenne qui dispose de nombreux hauts fourneaux dans un contexte de stagnation voire de diminution des volumes de production. Au contraire, les coûts d'investissement de toutes les voies de décarbonation étudiées correspondent à un actif neuf.

- La deuxième technologie, dite de transition, correspond à la filière de réduction directe au gaz naturel sans CSC.

### 1.3. Hypothèses utilisées pour la mise en calcul

Les hypothèses de coûts d'investissement et de coûts d'exploitation (hors énergie et matières premières) sont issues<sup>1</sup> du *Mission Possible Partnership*<sup>2</sup> (MPP), et plus précisément de ses projections à 2030, avec pour certaines technologies des effets d'apprentissages. Certaines hypothèses ont été mises à jour pour refléter l'évolution des coûts depuis la publication des données, notamment pour les coûts associés à l'utilisation d'un four de fusion électrique (ESF).

Pour l'énergie et les matières premières, les coûts reposent sur des hypothèses de prix qu'on peut se représenter comme des niveaux raisonnables dans la période 2030-2040. Ils peuvent par conséquent paraître plus faibles que les prix moyens observés ces dernières années – notamment depuis la crise énergétique initiée en 2021.

**Tableau 6 – Hypothèses de base pour l'énergie et les matières premières**

Énergie/matière première	Prix	Source
Gaz naturel	30 €/MWh	Ademe (2024), <i>Plan de transition sectoriel de l'industrie de l'acier en France</i> , rapport final (entre 29 €/MWh et 35 €/MWh).
Électricité	50 €/MWh	Voir le paragraphe ci-dessous.
Hydrogène	5 €/kg	Criqui P. (2022), <i>Les coûts d'abattement. Partie 4 – Hydrogène</i> , rapport de la commission sur les coûts d'abattement, France Stratégie, mai.*
Charbon à coke	50 €/t	Ademe (2024), <i>Plan de transition sectoriel de l'industrie de l'acier en France</i> , rapport final.
Minerai de fer	75 €/t	Ademe (2024), <i>Plan de transition sectoriel de l'industrie de l'acier en France</i> , rapport final.

\* L'hypothèse de 5 €/kg retenue est cohérente avec les coûts de production plus faibles affichés dans cette publication mais qui reposaient sur une borne basse de CAPEX d'électrolyseur à hydrogène – on se place ici plutôt sur une hypothèse moyenne. Il existe des incertitudes importantes sur les coûts de production d'hydrogène produit à partir d'électrolyse à moyen terme.

Source : France Stratégie

<sup>1</sup> Voir le modèle disponible en ligne.

<sup>2</sup> Partenariat de plusieurs organismes d'études : <https://www.missionpossiblepartnership.org/>

Pour l'électricité, on se place dans le cadre d'un système électrique européen où les centrales à gaz fourniront encore souvent l'électricité marginale, mais où des périodes d'abondance d'électricité décarbonée apparaîtront aussi fréquemment. Les prix et les émissions à prendre en compte pour un approvisionnement électrique dépendent a priori de la consommation concernée : si elle présente une certaine flexibilité, ils seront plus faibles. Dans le cas d'une consommation « en bandeau » (c'est-à-dire constante dans le temps), on suppose un prix, hors effet du prix du CO<sub>2</sub><sup>1</sup>, de 50 €/MWh et des émissions de 260 kgCO<sub>2</sub>/MWh<sup>2</sup>. Dans le système électrique précédemment décrit, ceci peut correspondre à la moyenne annuelle des prix et émissions marginaux, de court ou de long terme<sup>3</sup>.

Les coûts utilisés sont des coûts projetés sur la durée de vie des investissements (en euros d'aujourd'hui), prenant en compte les effets d'apprentissage, c'est-à-dire la baisse des coûts dans le temps en raison d'une meilleure maîtrise des technologies. Les coûts d'abattement à l'horizon 2050 sont plus difficiles à estimer mais on peut anticiper qu'ils seront un peu plus faibles compte tenu des effets d'apprentissage supplémentaires à cet horizon.

#### 1.4. Formules de calcul

Les calculs de coûts d'abattement présentés ici renvoient à la logique des évaluations en termes d'économie publique. Ils s'entendent toujours par comparaison à une chaîne technique « de référence », à savoir celle qui satisfait la même production ou le même usage à moindre coût, sans contrainte de décarbonation complète. Les coûts sont dits « socioéconomiques » : ils sont considérés hors fiscalité, mais en intégrant autant que possible les principales externalités. Ils découlent de l'application du taux d'actualisation public préconisé en France, à savoir 4,5 % par an.

---

<sup>1</sup> S'agissant d'un calcul socioéconomique, on considère les prix hors fiscalité au sens large.

<sup>2</sup> Ce contenu carbone correspond, par exemple, à un système électrique avec des moyens production marginaux appelés comme suit : des TAC (500 kgCO<sub>2</sub>/MWh) environ 5 % du temps, et des CCGT (350 kgCO<sub>2</sub>/MWh) et autres sources bas carbone (< 100 kgCO<sub>2</sub>/MWh) le reste du temps.

<sup>3</sup> C'est-à-dire, en prenant ou non en compte les changements de capacités installées dans le système électrique induits par la consommation supplémentaire considérée. Les deux ne sont pas équivalents, mais, étant donné l'état probable des technologies de production à l'horizon considéré (photovoltaïque et centrales à gaz déterminant en grande partie la marginalité de court terme, déjà déployés à hauteur de leur espace économique ; autres moyens de production sujets à des contraintes dans leur rythme de déploiement), on peut les supposer assez proches.

Pour le calcul des coûts d'abattement socioéconomiques du présent rapport, on recourt à la « formule 1 » et la « formule 3 » (voir [Annexe 2](#)), selon les technologies étudiées :

**Formule 1**

$$CA_i = - \frac{\sum_{t=0}^{N-1} \frac{C_{i,t} - C_{0,t}}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^{N-1} \frac{E_{i,t} - E_{0,t}}{(1+r)^t}}$$

**Formule 3**

$$CA_i = - \frac{\sum_{t=0}^{N-1} \frac{C_{i,t} - C_{0,t}}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^{N-1} \frac{E_{i,t} - E_{0,t}}{(1+r)^t}}$$

ou

$$CA_{Invest\ suppl} = \frac{C_{Ann}}{E_{Ann}}$$

Où

$CA_i$  est le coût d'abattement de la technologie  $i$

$C_{i,t}$  est le coût complet de la technologie  $i$  à l'instant  $t$  et  $C_{0,t}$  celui de la technologie de référence

$E_{i,t}$  correspond aux émissions de la technologie  $i$  à l'instant  $t$  et  $E_{0,t}$  celui de la technologie de référence

et  $r$  le taux d'actualisation

À données d'entrée égales, la formule 1 indique un coût d'abattement plus faible que la formule 3.

La formule 3 est pertinente quand l'investissement de décarbonation est purement additionnel, entièrement tourné vers la décarbonation. C'est le cas des technologies approfondissant la décarbonation permise par la réduction directe<sup>1</sup>. La formule 1 intervient elle quand l'investissement de décarbonation est en concurrence avec un investissement plus carboné – par exemple, une remise à neuf de haut fourneau (comprenant notamment la réfection de son revêtement intérieur). Cette distinction entraîne des contraintes différentes sur la temporalité de l'investissement, qui justifient la distinction entre formules (voir [Annexe 2](#)).

En même temps qu'on détermine la formule pertinente, il faut prêter attention aux coûts de l'option carbonée pris en compte dans le calcul : l'investissement de décarbonation peut (dans l'une comme dans l'autre formule) créer des actifs échoués, et le coût passé d'investissement de ces actifs ne doit évidemment pas être pris en compte dans le calcul, puisqu'ils ont été acquittés dans le passé, quelle que soit la décision quant à l'investissement de décarbonation. Ainsi, aucun des calculs ne tient compte de l'ensemble des coûts d'investissement dans des hauts fourneaux : on considère que la trajectoire, en particulier

<sup>1</sup> C'est-à-dire toutes les technologies de la « seconde étape », à l'exception de l'électrodéposition.

européenne, des besoins en acier primaire ne stimule de toute façon pas la création de nouveaux hauts fourneaux.

Dans certains cas, on peut se trouver à la limite entre plusieurs configurations : c'est le cas de la « première étape » de la transition, depuis les hauts fourneaux vers la réduction directe au gaz fossile. On peut considérer que les hauts fourneaux ne sont fermés que progressivement lorsque des réinvestissements auraient été nécessaires à leurs poursuites d'exploitation. On se place alors en formule 1, et on tient compte des coûts de réinvestissement évités. Ou alors, on peut considérer que la trajectoire de la demande et de la décarbonation, cumulées, conduisent à des fermetures plus rapides que le rythme « naturel » de déclassement. On passe alors à la formule 3, et on ne soustrait plus les coûts de réinvestissement ; ces changements augmentent tous deux le coût d'abattement obtenu. L'écart entre les deux résultats illustre la dépendance du coût d'abattement à la vitesse et aux trajectoires de décarbonation. Pour plus de détails sur ces raisonnements, voir [Annexe 2](#).

Les coûts d'abattement obtenus ne doivent donc pas être compris comme une appréciation du niveau de tarification du carbone qui, s'il était atteint dans le marché de quotas européens, permettrait aux solutions examinées de se déployer spontanément. Notamment, ils ne font pas apparaître le coût éventuel du risque privé associé à un investissement ; et le taux d'actualisation public ne coïncide pas nécessairement avec le coût moyen du capital pour le financement de projets.

## 2. La réduction directe

### 2.1. La réduction directe au gaz naturel...

Comme nous l'avons vu au Chapitre 2, une première étape dans la décarbonation consistera à utiliser la réduction directe au gaz naturel (technologie déjà utilisée) – la disponibilité de l'hydrogène bas carbone étant plus lointaine.

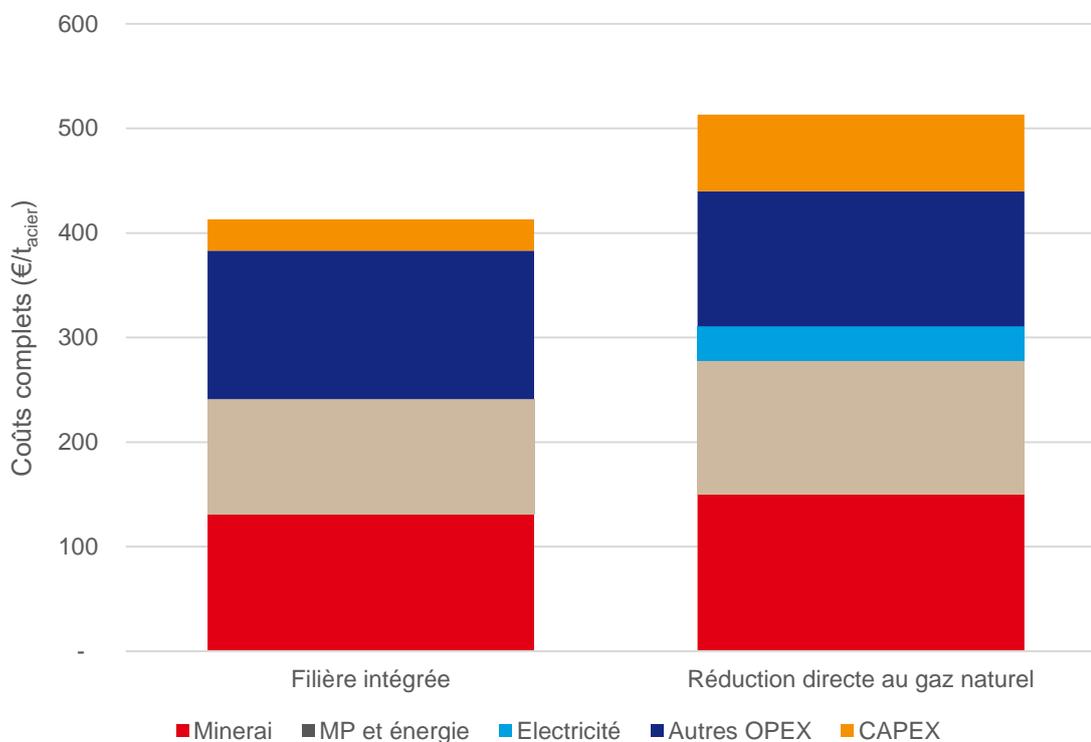
La réduction directe – que ce soit au gaz naturel ou à l'hydrogène, nécessite un minerai de fer de meilleure qualité (voir Chapitre 2). Par conséquent, une hypothèse de surcoût de 15 €/t de minerai de fer a été incluse dans les calculs<sup>1</sup> (en rouge sur le Graphique 3) pour toutes les voies ayant recours à la réduction directe sans ajout de la brique technologique ESF<sup>2</sup>.

---

<sup>1</sup> Récemment, la différence de prix entre le *pellet* de qualité « réduction directe » et le *pellet* de qualité « haut fourneau » (moindre qualité) est de l'ordre de 10 \$/t de minerai, mais cette différence pourrait s'accroître avec la demande croissante pour un minerai de meilleure qualité liée au développement des fours à réduction directe.

<sup>2</sup> L'ESF permettant d'utiliser n'importe quelle qualité de minerai : voir le Chapitre 2 pour les explications techniques et la section 2.4 pour le calcul des coûts associés.

**Graphique 3 – Projection en 2030 des coûts de la filière intégrée et de la réduction directe au gaz naturel**



Note : le coût d'investissement (CAPEX) correspond à un coût actualisé et annualisé au taux de 4,5 % du montant total d'investissement, en prenant pour hypothèse une unité de production de capacité de 2,5 Mt/an, une durée de vie de vingt ans et un facteur de charge de 80 %. Le coût d'abattement est calculé comme le rapport du surcoût (100 €/tacier) de la solution de décarbonation (ici la réduction directe au gaz naturel par rapport au haut fourneau) par les émissions qu'elle permet d'éviter (0,8 tCO<sub>2</sub>/tacier), soit 123 €/tCO<sub>2</sub>.

Lecture : les coûts de minerai pour la filière intégrée s'élèvent à environ 130 €/t<sub>minerai</sub> et le coût de production total de 420 €/tacier.

Source : France Stratégie, à partir des données MPP

Le coût d'investissement (CAPEX) de la filière intégrée correspond à un coût de rénovation, tandis que celui de la réduction directe correspond au coût d'un actif neuf. Par conséquent, les valeurs de CAPEX varient sensiblement d'une technologie à l'autre (en orange sur le graphique 3).

Par rapport à la filière intégrée (1,8 tCO<sub>2e</sub>/tacier hors amont minier), la réduction directe (1,1 tCO<sub>2e</sub>/tacier) permet de réduire les émissions d'environ 40 %. Ainsi, **le coût d'abattement de la réduction directement au gaz naturel est de l'ordre de 75 €/tCO<sub>2e</sub> ou de 123 €/tCO<sub>2e</sub>**, selon qu'on se place dans l'une ou l'autre des configurations-types exposés précédemment en section 1 (formule 1 ou formule 3).

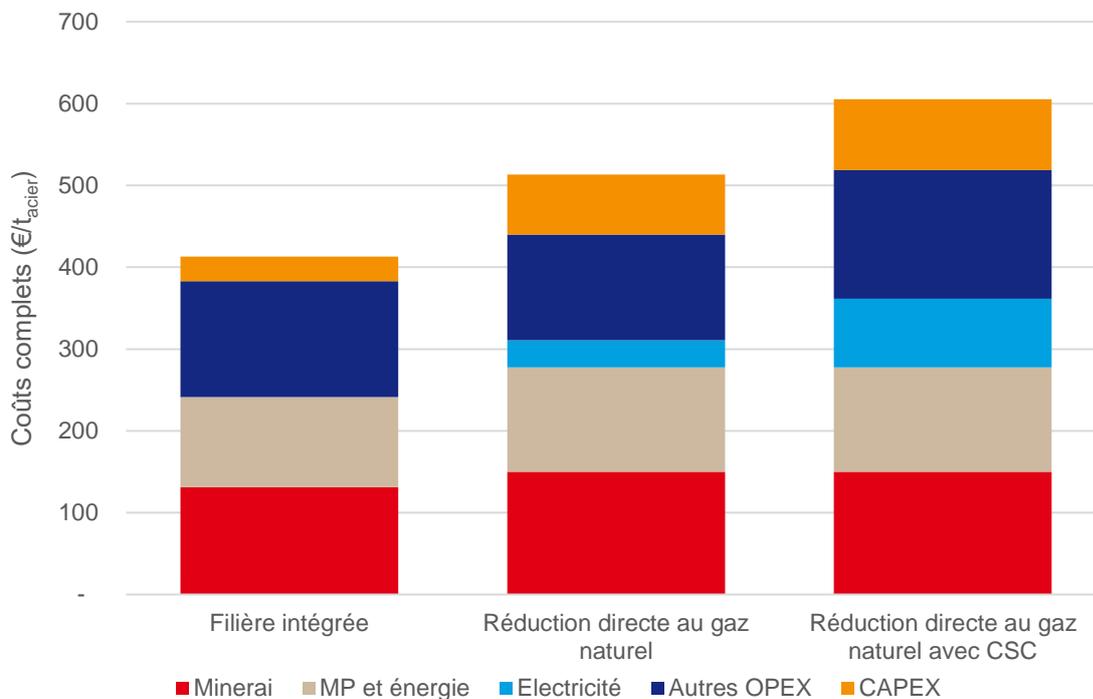
## 2.2. ...avec l'ajout d'une brique CSC

La réduction directe au gaz naturel ne permettant pas de décarboner entièrement la production primaire, la CSC est un gisement de réduction d'émissions à considérer<sup>1</sup>.

Le surcoût apporté par l'utilisation de la CSC est de l'ordre de 90 €/t<sub>acier</sub>, pour une réduction d'émissions d'environ 0,4 tCO<sub>2e</sub> supplémentaire. Le surcoût provient des CAPEX et OPEX supplémentaires liés à l'installation et à l'utilisation de la brique CSC, du transport et stockage du CO<sub>2</sub>, enfin de l'augmentation de la consommation énergétique (électricité).

Par conséquent, partant de la réduction directe au gaz naturel, le coût d'abattement lié à la brique CSC uniquement est de 161 €/tCO<sub>2e</sub>.

**Graphique 4 – Projection en 2030 des coûts de la filière intégrée et de la réduction directe au gaz naturel, avec et sans ajout de CSC**



Lecture : les coûts de minerai pour la filière intégrée s'élèvent à environ 130 €/t<sub>minerai</sub> et le coût de production total de 420 €/t<sub>acier</sub>. Le coût d'abattement est calculé comme le rapport du surcoût de la solution de décarbonation par les émissions qu'elle permet d'éviter, soit 161 €/tCO<sub>2</sub> pour la réduction directe au gaz naturel avec CSC.

Source : France Stratégie, à partir des données MPP

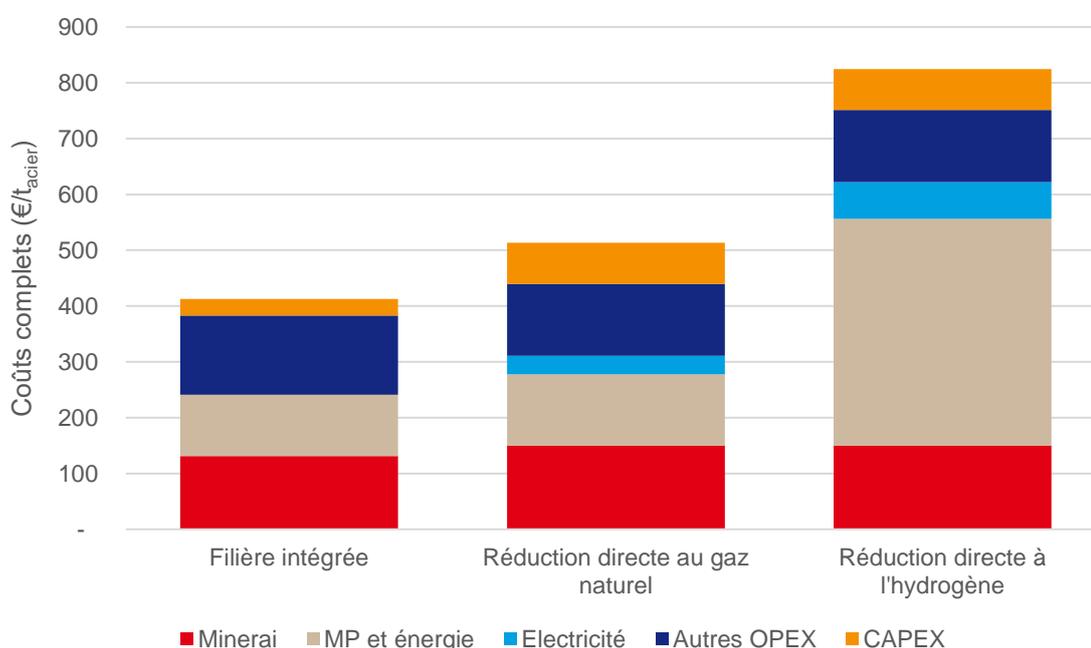
<sup>1</sup> Pour les raisons évoqués au Chapitre 2, la CSC sur les hauts fourneaux n'est pas envisagée dans le cadre du calcul des coûts d'abattement.

### 2.3. La réduction directe à l'hydrogène

Pour rappel, un surcoût de 15 €/t est appliqué au prix du minerai de fer entrant dans le réacteur de réduction directe pour refléter le prix d'un minerai de qualité adéquate (voir Chapitre 2) – qu'on utilise du gaz naturel ou de l'hydrogène pour cette réduction.

La différence de coûts entre les deux technologies est expliquée très majoritairement par la différence de coûts de l'énergie. En effet, le coût du réducteur est de 30 €/MWh pour le gaz naturel, contre 5 €/kg (soit 150 €/MWh) pour l'hydrogène.

**Graphique 5 – Projection en 2030 des coûts de la filière à réduction directe au gaz naturel et à l'hydrogène**



Lecture : les coûts de minerai pour la filière intégrée s'élèvent à environ 130 €/t<sub>minerai</sub> et le coût de production total de 420 €/t<sub>acier</sub>. Le coût d'abattement est calculé comme le rapport du surcoût de la solution de décarbonation par les émissions qu'elle permet d'éviter.

Source : France Stratégie, à partir des données MPP

Si on suppose l'hydrogène produit par électrolyse, à partir d'électricité soutirée « en bandeau »<sup>1</sup> au système électrique, l'hypothèse de contenu carbone marginal moyen de 260 kg/MWh conduit à des émissions à peine diminuées, par rapport à la réduction directe au gaz naturel. Il n'y a donc pas sens ici à calculer un coût d'abattement. Cette situation rappelle simplement que l'hypothèse d'un hydrogène d'électrolyse produit « en bandeau » doit être relâchée pour permettre une très forte flexibilité.

<sup>1</sup> C'est-à-dire à puissance constante, tout au long de l'année.

Même avec un coût de l'hydrogène plus faible (3 €/kg, ce qui pourrait être le cas dans certaines régions du monde, mais moins probable à moyen terme en Europe), le coût d'abattement de cette technologie reste très supérieur à celui de la réduction directe au gaz naturel avec CSC. Dans un cas où l'hydrogène est produit à bas coût (3 €/kg) et le prix du gaz est élevé (50 €/MWh), c'est encore la réduction directe au gaz naturel avec CSC qui conserve un coût d'abattement plus faible (161 €/tCO<sub>2</sub> contre 392 €/tCO<sub>2</sub>). Il faudrait un prix de l'hydrogène inférieur à 2,6 €/kg pour que la réduction directe à l'hydrogène soit compétitive par rapport à celle au gaz naturel avec CSC avec un prix du gaz naturel à 50 €/MWh.

### ***Et si l'étape de réduction directe était réalisée hors d'Europe ?***

Comme nous l'avons vu (voir Chapitre 2), la réalisation de l'étape de réduction dans des régions qui disposent à la fois de mines de qualité adéquate et de ressources d'énergie renouvelable importantes pour permettre la production d'un hydrogène bas carbone à moindre coût pourrait permettre d'accélérer la décarbonation de la sidérurgie et la rendre moins coûteuse. La localisation de l'étape de réduction directe ne préjuge pas de celle des étapes de fabrication de l'acier en aval (fusion, affinage, coulée et transformation aval), qui pourraient continuer à être réalisées en Europe (hypothèse que nous retenons pour les calculs ci-dessous). Néanmoins, il existe un risque que la délocalisation de l'étape de réduction directe conduise les sidérurgistes à vouloir délocaliser d'autres étapes situées en aval.

Le graphique 6 ci-dessous montre la différence, en termes de coûts d'abattement, d'une production d'acier primaire à l'hydrogène bas carbone hors d'Europe, en comparaison de cette même production localisée en Europe par l'hydrogène ou par le gaz naturel avec CSC. Les deux hypothèses les plus structurantes concernent le prix de l'électricité et son contenu carbone pour produire l'hydrogène bas carbone (supposé être produit par électrolyse à partir de moyen de production d'électricité d'origine renouvelable). Le prix de l'électricité est supposé s'élever à 50 €/MWh en Europe et à 20 €/MWh dans certaines régions du monde hors d'Europe et le contenu carbone à 50 kg/MWh (soit des émissions évitées supérieures de 0,7 tCO<sub>2</sub>)<sup>1</sup>. Les OPEX sont également plus faibles (-20 %) pour refléter des coûts salariaux moindres. Tous les autres coûts et paramètres sont pris égaux dans les deux cas.

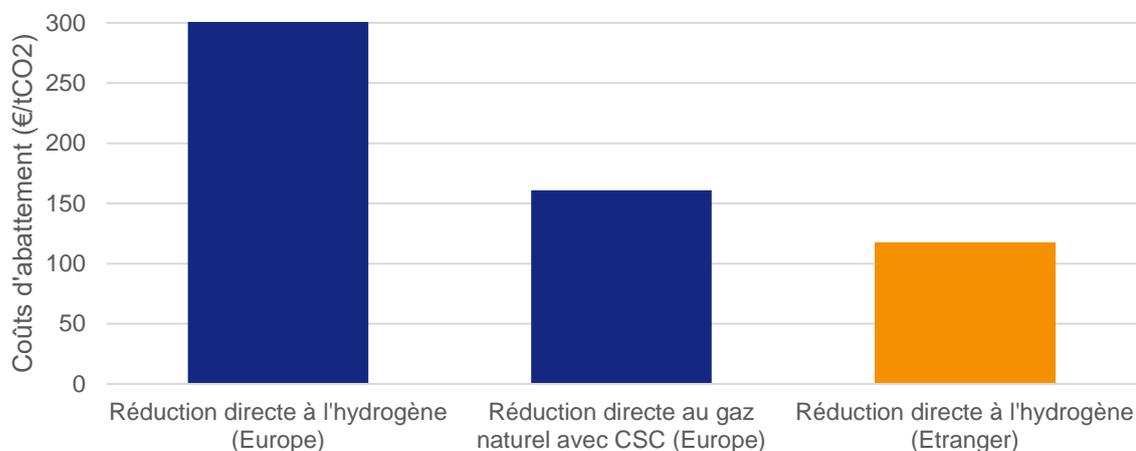
Dans tous les cas, la réalisation de l'étape de réduction hors d'Europe permet une décarbonation économiquement efficace<sup>2</sup> – coûts de transport inclus – puisqu'elle conduit à un coût d'abattement inférieur.

---

<sup>1</sup> La consommation d'électricité augmente légèrement lorsque l'étape de réduction directe est réalisée à l'étranger, puisque le DRI arrive froid en entrée d'EAF. L'énergie nécessaire pour le conduire à la même température qu'en sortie de four à réduction directe est d'environ 0,15 MWh/t<sub>acier</sub>.

<sup>2</sup> Cependant, les coûts d'abattement calculés ici ne prennent pas en compte les coûts sociaux de la délocalisation d'une partie de l'activité sidérurgique.

**Graphique 6 – Comparaison des coûts d'abattement de la filière réduction directe selon la localisation de l'étape de réduction**



Note : les coûts d'abattement de ce graphique ont pour référence la réduction directe au gaz fossile.

Lecture : le coût d'abattement de la réduction directe au gaz naturel avec CSC en Europe est de 161 €/tCO<sub>2</sub>.

Source : France Stratégie, à partir des données MPP

La question de la souveraineté ou de la dépendance à d'autres pays doit alors être soulevée. Aujourd'hui, la filière intégrée utilise du minerai de fer et du charbon importés. Dans un contexte de décarbonation où la question de qualité de minerai de fer est centrale, le nombre de pays disposant de ressources propres de qualité devrait se réduire<sup>1</sup>. Le réducteur actuel, le charbon, serait remplacé soit par le gaz naturel soit par l'hydrogène – ou par son dérivé, le DRI, dans le cas de réalisation de l'étape de réduction à l'étranger. Il apparaît que l'utilisation d'hydrogène permettrait une plus grande diversification que l'utilisation du gaz. En effet, les grands pays producteurs de gaz sont limités (les États-Unis et la Russie représentent 40 % de la production mondiale de gaz naturel<sup>2</sup>).

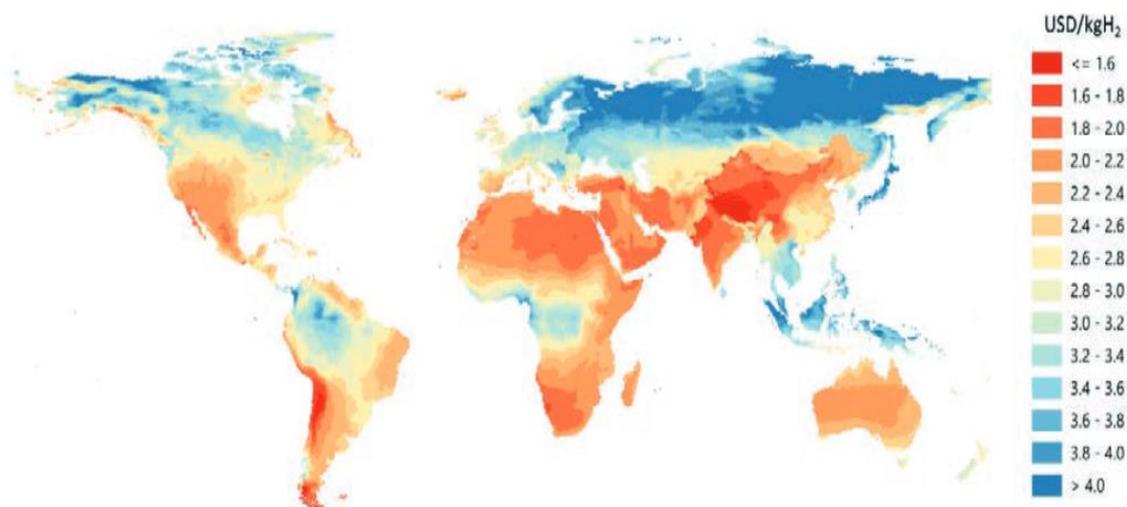
La carte ci-dessous de l'AIE permet d'identifier les coûts de production de l'hydrogène à partir de sources renouvelables (éolien et solaire photovoltaïque) selon les zones géographiques. Les zones identifiées en rouge ou orange sur la carte 3 pourraient produire de l'hydrogène bas carbone à bas coût et ainsi produire du DRI qui peut ensuite être exporté en Europe (ce qui revient à importer, indirectement, de l'hydrogène sous forme solide). Le coût en serait d'autant réduit si ces installations sont proches de sites miniers

<sup>1</sup> Mais en utilisant des techniques d'enrichissement ou un ESF (voir Chapitre 2), la contrainte sur la qualité du minerai est levée et le nombre de pays d'origine du minerai redevient le même qu'aujourd'hui.

<sup>2</sup> Selon la distance à laquelle se trouve le pays, le gaz naturel peut-être importé par gazoduc (cas de la Russie) ou par méthanier (sous forme de gaz naturel liquéfié).

(avec un minerai de bonne qualité). L'ADEME<sup>1</sup> conclut également à une compétitivité des importations de DRI par rapport à la production sur le sol français.

**Carte 3 – Régions identifiées comme ayant un potentiel de production de DRI à bas coûts et bas carbone**



Note : la baisse des coûts de l'énergie solaire photovoltaïque et de l'énergie éolienne pourrait en faire une source peu coûteuse pour la production d'hydrogène dans les régions où les conditions de ressources sont favorables. CAPEX de l'électrolyseur = 450 USD/kWe, rendement (LHV) = 74 % ; CAPEX du solaire photovoltaïque et CAPEX de l'éolien terrestre = entre 400-1 000 USD/kW et 900-2 500 USD/kW selon la région ; taux d'actualisation = 8 %.

Lecture : le coût de production d'un kilogramme d'hydrogène en Espagne serait de l'ordre de 2 USD/kgH<sub>2</sub>.

Source : AIE, d'après les données éoliennes de Rife et al. (2014), NCAR Global Climate Four-Dimensional Data Assimilation (CFDDA) Hourly 40 km Reanalysis et les données solaires de renewables.ninja (2019)

L'importation de HBI produit à partir de gaz fossile avec CSC reste également un axe de décarbonation valide en ce que cela permettrait de réduire les coûts de la décarbonation. Cette possibilité n'a néanmoins pas fait l'objet d'une mise en calcul dans ce rapport.

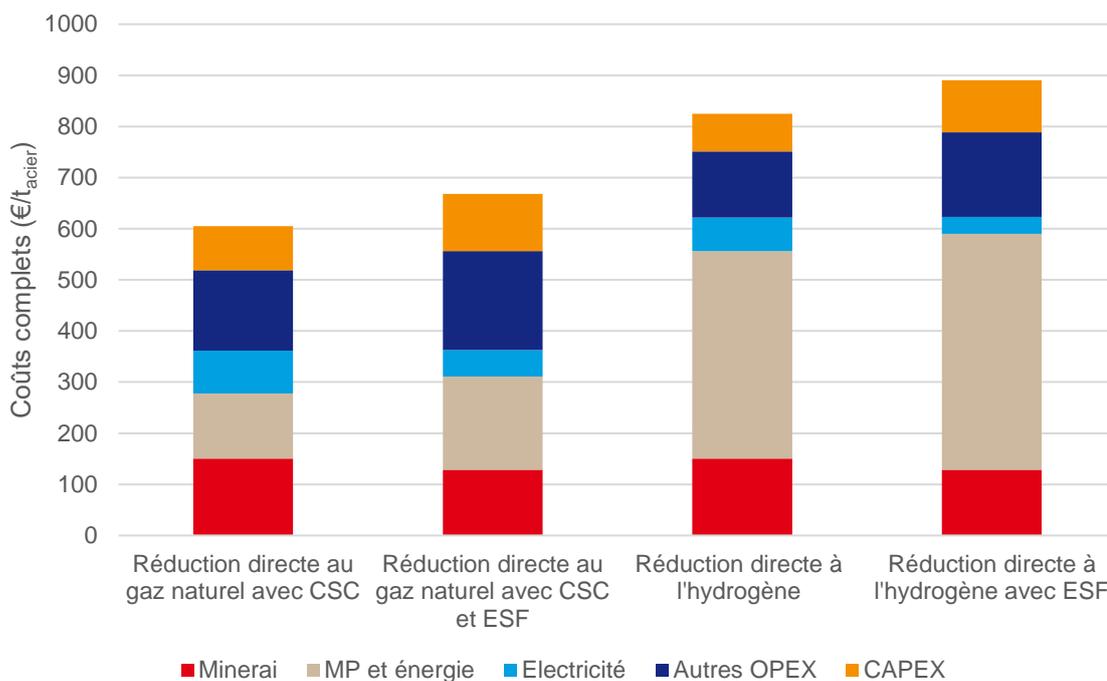
## 2.4. L'ajout d'un ESF pour pallier la qualité de minerai de fer

L'ajout d'un four de fusion électrique (ESF) entre le réacteur à réduction directe et le four à arc électrique permet d'utiliser n'importe quelle qualité de minerai (voir Chapitre 2). Il y a cependant plus d'incertitudes sur les coûts associés à cette technologie (OPEX, CAPEX),

<sup>1</sup> Ademe (2024), *Importation d'hydrogène et de dérivés de l'hydrogène*, rapport final, juillet.

mais les données les plus récentes<sup>1</sup> tendent à montrer que l'ajout de cette brique technologique dans la filière à réduction directe ne serait pas compétitive face à l'utilisation directe d'un minerai de qualité (avec l'hypothèse d'un surcoût de 15 €/t<sub>minerai</sub> dans le Graphique 7).

**Graphique 7 – Projection en 2030 des coûts complets des filières à réduction directe avec ou sans ESF**



Lecture : les coûts de minerai pour la filière intégrée s'élèvent à environ 130 €/t<sub>minerai</sub> et le coût de production total de 420 €/t<sub>acier</sub>. Le coût d'abattement est calculé comme le rapport du surcoût de la solution de décarbonation par les émissions qu'elle permet d'éviter.

Source : France Stratégie

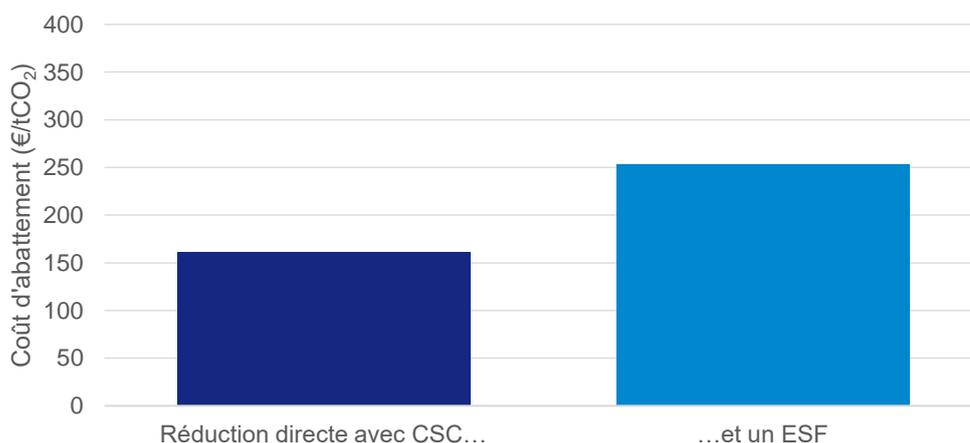
L'ajout d'une brique ESF conduit à une consommation accrue d'électricité, ce qui conduit à des coûts et des émissions supplémentaires. Par conséquent, le coût d'abattement est nécessairement supérieur à sa technologie « d'origine », à savoir la réduction directe au gaz naturel avec CSC ou à l'hydrogène (de 92 €/tCO<sub>2</sub> pour le gaz naturel par exemple et plus de 180 €/tCO<sub>2</sub> pour l'hydrogène).

Il est intéressant de comparer les différentes possibilités pour pallier la question de la qualité du minerai : mine de qualité, technique d'enrichissement du minerai ou ESF. Utiliser directement un minerai de qualité – avec un surcoût par rapport au minerai « standard » – semble être la voie privilégiée économiquement parlant. L'ajout d'une brique ESF serait

<sup>1</sup> Voir par exemple Agora Industry, Wuppertal Industry et Lund University (2024), *Low-carbon technologies for the global steel transformation. A guide to the most effective ways to cut emissions in steelmaking.*

alors la solution « marginale », utilisée en cas d'insuffisance du gisement de minerai de qualité. Certains pays, tels que l'Australie, développent néanmoins ce type de solution technologique car cela lui permettrait d'utiliser son large gisement de minerai de qualité « standard ».

**Graphique 8 – Projection en 2030 des coûts d'abattement avec l'utilisation d'un ESF**



Note : les coûts d'abattement sont présentés avec pour référence la filière intégrée.

Lecture : le coût d'abattement de la réduction directe avec CSC est de 161 €/tCO<sub>2</sub>.

Source : France Stratégie

### 3. L'électrodéposition

L'électrodéposition, comme la réduction directe à l'hydrogène, est une voie électro-intensive. Cependant, par tonne produite, l'électrodéposition consommerait environ 15 % à 20 % de moins d'électricité que la réduction directe à l'hydrogène. Ce résultat tient notamment au fait que le rendement de production d'hydrogène « vert » (par électrolyse) est de l'ordre de 70 % : sous réserve des hypothèses, l'électrodéposition évite ce « détour » énergétique.

De plus, selon le contenu carbone de l'électricité, l'électrolyse (avant l'étape de l'EAF) peut se situer, en termes d'émissions, proche de certaines technologies :

- Avec un contenu carbone de 480 kgCO<sub>2</sub>/MWh, soit celui des centrales à gaz à cycle simple, ce qui correspond au contenu marginal lors des pics de production fossile. Dans ce cas, le contenu marginal de l'acier produit est plus élevé que celui de l'acier primaire de haut fourneau. Les coûts variables de l'électrodéposition<sup>1</sup> deviennent alors

<sup>1</sup> Qui sont moins incertains que ses coûts complets, puisqu'ils sont composés presque entièrement d'approvisionnements en minerai et en électricité.

plus élevés que ceux de la filière intégrée, quel que soit le prix du carbone considéré. L'investissement dans l'électrodéposition n'est alors jamais déclenché (c'est-à-dire que le coût d'abattement de cette technologie est « infini »).

Ceci confirme qu'il est rationnel, voire nécessaire, d'activer la flexibilité de l'électrodéposition lors des périodes tendues du système électrique. Ainsi, si la tarification carbone est prise en compte dans la production d'électricité, si l'arrêt-redémarrage des cellules d'électrodéposition est bien sans coûts significatifs et si d'autres signaux n'interfèrent pas<sup>1</sup>, cette flexibilité s'effectuera spontanément.

- Avec un contenu carbone de 350 kgCO<sub>2</sub>/MWh, soit celui des centrales à gaz à cycle combiné, l'électrodéposition émet légèrement moins (1,5 tCO<sub>2</sub>/t<sub>acier</sub> y compris EAF) que la filière intégrée (1,8 tCO<sub>2</sub>/t<sub>acier</sub>).
- Avec un contenu carbone de 260 kgCO<sub>2</sub>/MWh (hypothèse des calculs pour une demande en bandeau), l'électrodéposition émet un peu plus (0,8 tCO<sub>2</sub>/t<sub>acier</sub>, avant passage dans l'EAF) que la réduction directe au méthane fossile (0,7 tCO<sub>2</sub>/t<sub>acier</sub>). En tenant compte d'un effacement dans les périodes les plus tendues, les deux technologies redeviennent équivalentes. Ceci souligne que l'électrodéposition ne sera fortement décarbonante que si les systèmes électriques (existants ou à créer, selon les cas) qui l'accueillent sont très profondément décarbonés, et si elle pousse loin l'usage de sa flexibilité.

En revanche, l'électrodéposition émet plus que la réduction directe au gaz naturel avec CSC dans la plupart des cas. Il faut un contenu carbone de l'électricité autour de 60-70 kgCO<sub>2</sub>/MWh pour avoir des émissions équivalentes sur les deux filières.

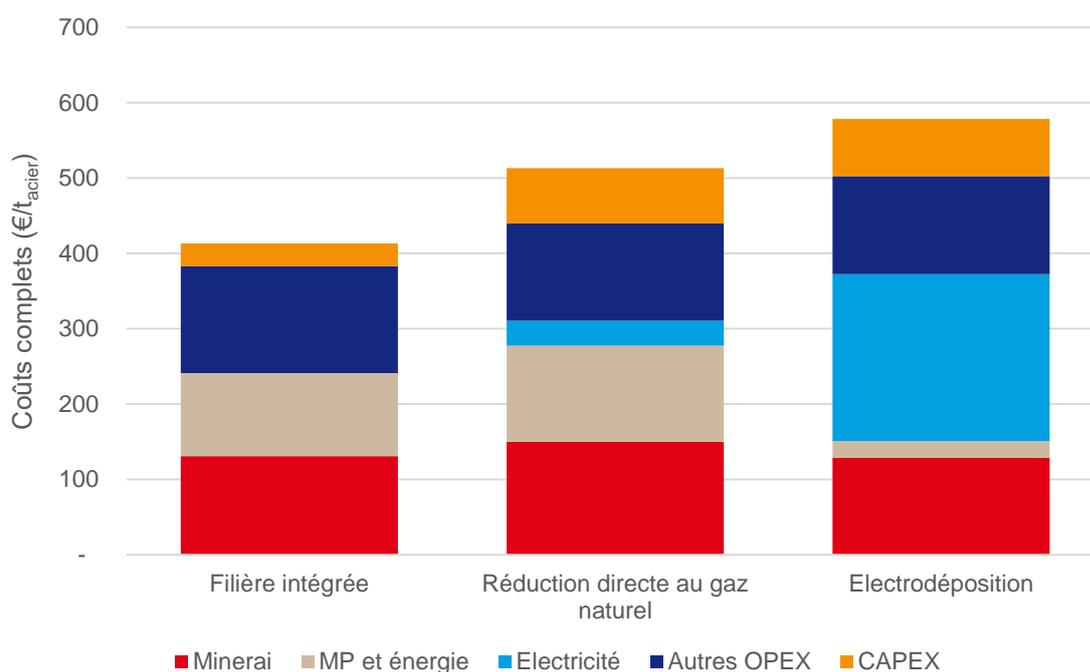
Cette voie requiert un minerai de fer de bonne qualité, mais possiblement inférieure à celle nécessaire pour la réduction directe. Ainsi, nous avons retenu une hypothèse de surcoût sur le minerai de fer de 5 €/t<sub>minerai</sub>. Cette technologie étant moins mature que les cuves à réduction directe, il existe également plus d'incertitude sur les coûts.

Par rapport à la filière intégrée, avec le contenu carbone considéré, l'électrodéposition permettrait d'éviter environ 0,7 tCO<sub>2e</sub>, avec un coût d'abattement autour de 192 €/tCO<sub>2e</sub>. En revanche, cette technologie a un coût complet supérieur à la réduction directe au gaz naturel et un abattement des émissions plus faible avec le contenu carbone du mix électrique considéré (260 kgCO<sub>2</sub>/MWh).

---

<sup>1</sup> Par exemple, un « *demand pull* » pour de l'acier bas carbone qui achèterait la production par électrodéposition à un premium élevé, sans s'interroger sur la bonne mise en œuvre de la flexibilité, ne conduirait pas au meilleur usage de ces installations.

Graphique 9 – Projection en 2030 des coûts de l'électrodéposition



Lecture : les coûts de minerai pour la filière intégrée s'élèvent à environ 130 €/t<sub>minerai</sub> et le coût de production total de 420 €/t<sub>acier</sub>. Le coût d'abattement est calculé comme le rapport du surcoût de la solution de décarbonation par les émissions qu'elle permet d'éviter, soit 192 €/tCO<sub>2</sub> pour l'électrodéposition.

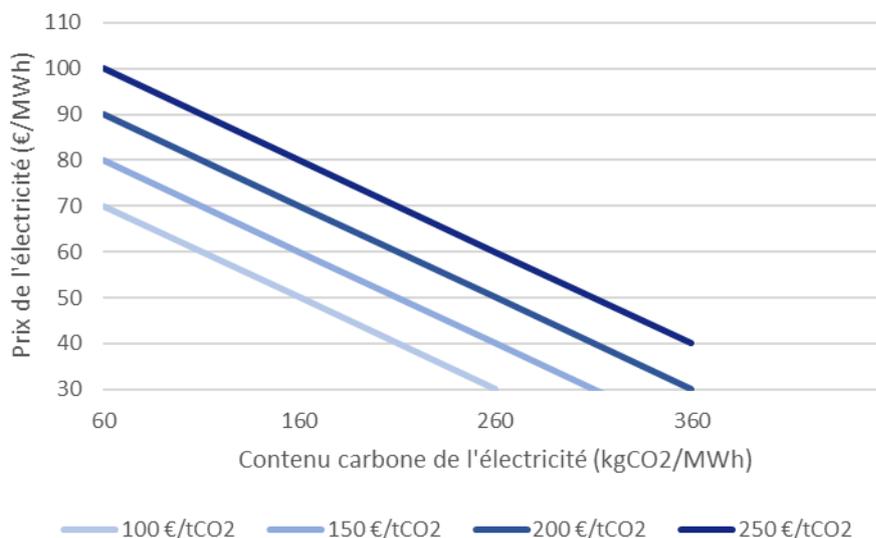
Source : France Stratégie, à partir des données MPP

Cette filière reposant essentiellement sur la consommation électrique, ce résultat est très sensible à deux paramètres : le coût de l'électricité et l'intensité carbone du mix électrique considéré. Dans le graphique 9, on suppose un prix de l'électricité de 50 €/MWh avec une intensité carbone de 260 kg/MWh.

Le graphique 10 montre les couples de prix et de contenu carbone de l'électricité qui permettent de conserver la même valeur de coût d'abattement.

Le graphique 11 montre que la technologie de l'électrodéposition est fortement sensible au prix de l'électricité, à contenu carbone donné.

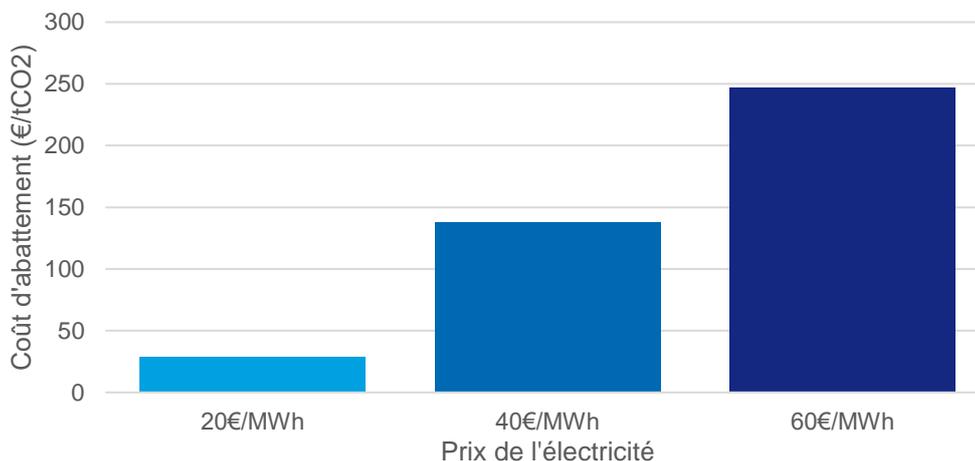
**Graphique 10 – Couples (prix, contenu carbone) de l'électricité à prix du carbone donné qui gardent le même résultat de coût d'abattement pour l'électrodéposition**



Lecture : tous les couples de prix de l'électricité (ordonnées) et son contenu carbone (abscisses) situé sur la ligne « 200 » correspondent à un même coût d'abattement de 200 €/tCO<sub>2</sub> de l'électrodéposition. Ainsi, avec 90 €/MWh d'électricité et un contenu carbone de l'électricité de 60 kgCO<sub>2</sub>/MWh, le coût d'abattement est de 200 €/tCO<sub>2</sub>. On obtient le même résultat avec le couple (50 €/MWh ; 270 kgCO<sub>2</sub>/MWh).

Source : France Stratégie

**Graphique 11 – Sensibilité du coût d'abattement de l'électrodéposition au prix de l'électricité**

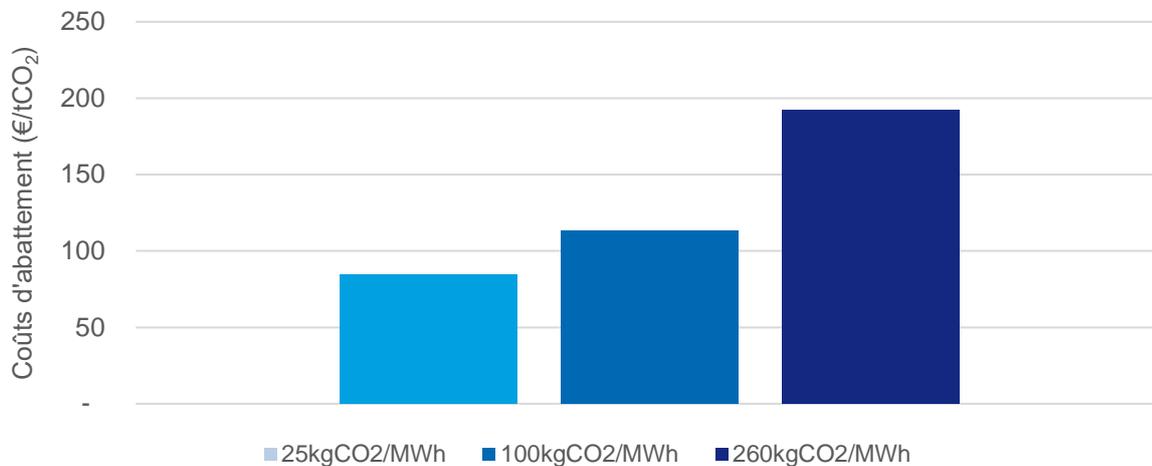


Lecture : avec un prix de l'électricité de 40 €/MWh, le coût d'abattement de l'électrodéposition est de 138 €/tCO<sub>2</sub> (à contenu carbone constant = 260 kgCO<sub>2</sub>/MWh).

Source : France Stratégie

Mais le coût d'abattement est aussi particulièrement sensible à l'intensité carbone du mix électrique considéré. Si l'intensité carbone est trop élevée, les coûts d'abattement deviennent également très élevés.

**Graphique 12 – Sensibilité du coût d'abattement de l'électrodéposition  
à l'intensité carbone du mix électrique**



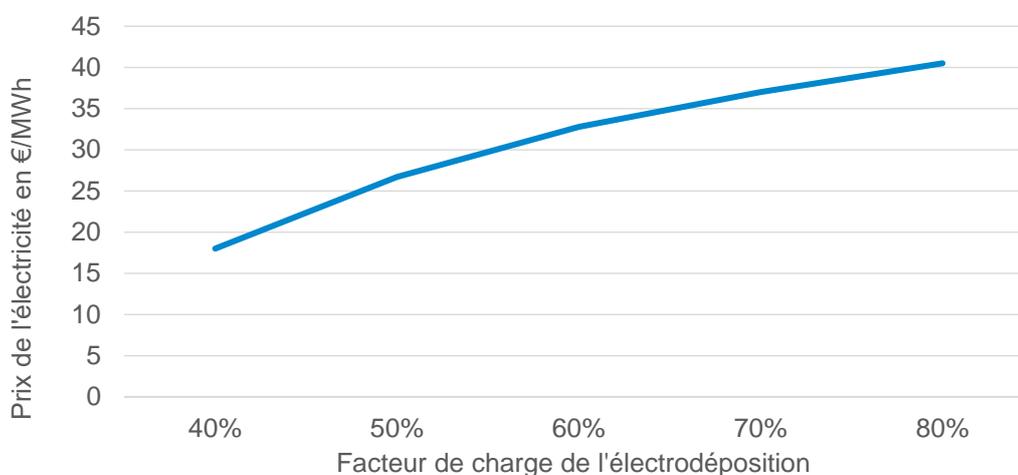
Lecture : avec un contenu carbone de l'électricité de 260 kgCO<sub>2</sub>/MWh, le coût d'abattement de l'électrodéposition est de 192 €/tCO<sub>2</sub> (à prix de l'électricité constant = 50 €/MWh).

Source : France Stratégie

Avec le contenu carbone de l'électricité considéré, l'électrolyse a un coût d'abattement (192 €/tCO<sub>2</sub>) qui reste supérieur à celui de la réduction directe au gaz naturel avec CSC (161 €/tCO<sub>2</sub>). La flexibilité que permet cette technologie est alors une caractéristique déterminante : ne faire tourner l'électrolyseur que lorsque l'intensité carbone du mix électrique est faible rend cette technologie acceptable du point de vue des coûts d'abattement. Cela permet également de profiter de moments pendant lesquels l'électricité est abondante et bas carbone, donc peu chère (périodes de vent ou de soleil). Bien sûr, cela réduit le facteur de charge de l'électrolyseur : il y a donc un arbitrage à réaliser entre prix de l'électricité, intensité carbone et facteur de charge.

Si l'électrodéposition s'arrête pendant les périodes de temps (utilisation de son potentiel de flexibilité) où le moyen marginal de production d'électricité est une turbine à combustion, la réduction d'émissions est plus importante mais les coûts de production d'acier sont plus élevés (le facteur de charge de l'électrodéposition étant plus faible). Au total, cela conduit à une diminution des coûts d'abattement à 160 €/tCO<sub>2</sub>.

Le graphique 13 montre la courbe à « iso-coût d'abattement » (161 €/tCO<sub>2</sub>, comme pour la réduction directe au gaz naturel avec CSC) en fonction du prix de l'électricité et du facteur de charge de l'électrolyseur (et avec le même contenu carbone de l'électricité, soit 260 kgCO<sub>2</sub>/MWh). Au-dessus de cette courbe, l'électrolyse n'est plus compétitive par rapport à la réduction directe au gaz naturel avec CSC. En-dessous, c'est l'inverse. On voit ainsi qu'il faut un prix très bas de l'électricité – ce qui peut être le cas si l'électrolyseur ne produit que lorsque l'électricité est en surplus.

**Graphique 13 – Courbe iso-coût d'abattement de l'électrodéposition**

Note : le contenu carbone considéré est de 260 kgCO<sub>2</sub>/MWh

Lecture : tous les couples de prix de l'électricité (ordonnées) et de facteur de charge de l'électrodéposition (abscisses) correspondent à un même coût d'abattement de 161 €/tCO<sub>2</sub>.

Source : France Stratégie

## 4. Synthèse des résultats

**Tableau 7 – Coûts d'abattement et émissions évitées des différentes voies technologiques en 2030**

<i>tCO<sub>2e</sub>/tacier</i>	Coût d'abattement	Réduction d'émissions	Fraction de minerai mobilisable
<b>Voie 1</b>	75 - 123 €/tCO <sub>2e</sub>	-40 %	8 %
<b>Voie 2</b>	161 €/tCO <sub>2e</sub>	-65 %	8 %
<b>Voie 3</b>	253 €/tCO <sub>2e</sub>	-45 %	75 %
<b>Voie 4</b>	Dépend de la mise en œuvre	-60 %	8 %
<b>Voie 4bis</b>	117 €/tCO <sub>2e</sub>	-65 %	8 %
<b>Voie 5</b>	Dépend de la mise en œuvre	-50 %	75 %
<b>Voie 6</b>	192 €/tCO <sub>2e</sub> à 160 €/tCO <sub>2e</sub>	-40 % à -50 %	40 %

Note : les réductions d'émissions correspondent à un périmètre hors amont minier. La fraction de minerai mobilisable pourrait être plus importante (notamment pour la réduction directe sans ESF) avec la recherche de minerai de meilleure qualité ou l'ajout de technique d'enrichissement du minerai. Cette fraction est donc entendue comme un minimum, amené à croître. À noter qu'une plus forte incertitude demeure sur la valeur associée à la voie 4bis.

Source : France Stratégie

Les résultats conduisent à ne pas considérer favorablement, à l'horizon 2030, la réduction directe à l'hydrogène en Europe (avec ou sans ESF, **voie 4** ou **voie 5**). En effet cette technologie pourrait présenter des avantages en termes de flexibilité électrique, mais, comme mentionné au Chapitre 2, la CSC peut être mise en œuvre dans des temporalités plus rapides que celles permettant de compter sur de très larges périodes de marginalité bas carbone dans le système électrique.

La voie de réduction directe à l'hydrogène n'est intéressante que si l'étape de réduction elle-même est réalisée dans les zones qui disposent à la fois d'une électricité bas carbone et peu chère (pour produire l'hydrogène) et de gisement de minerai de qualité (**voie 4bis**).

L'ajout d'une brique ESF pour pallier la mauvaise qualité du minerai en entrée n'apparaît pas pertinente (même pour la réduction directe au gaz naturel, **voie 3**), rendant la décarbonation plus coûteuse que l'utilisation d'un minerai de qualité ou de son enrichissement. Mais cette technologie pourrait être retenue dans le cas d'une insuffisance de minerai de qualité.

Ainsi, la réduction directe au gaz naturel avec CSC (**voie 2**), l'électrodéposition (ou électrolyse à basse température, **voie 6**) et la réduction directe à l'hydrogène à l'étranger<sup>1</sup> (**voie 4bis**) semblent être les voies « en compétition » pour la décarbonation de la sidérurgie puisque leur coût d'abattement est inférieur à la VAC en 2030 (295 €/tCO<sub>2</sub>). Il est donc souhaitable, d'un point de vue socioéconomique, de réaliser ces investissements avant l'horizon 2030.

Comme nous l'avons montré à la section 3.1, le coût d'abattement de l'électrodéposition dépend grandement du prix de l'électricité et de l'intensité carbone de celle-ci. L'électrodéposition pourra faire pleinement sens grâce à sa flexibilité, si elle est utilisée préférentiellement lorsque l'électricité est bas carbone et peu chère. Mais la diminution du facteur de charge de l'électrolyseur ne sera pas toujours compensée par la possibilité d'accéder à des prix d'électricité plus faible. Plus de tels moments seront observés, plus l'électrolyse sera intéressante. Ainsi, à un horizon de temps plus lointain (2050 par exemple), le coût d'abattement et le potentiel d'abattement de cette technologie pourraient égaler ceux de la réduction directe au gaz naturel avec CSC.

---

<sup>1</sup> Les résultats relatifs à cette voie demeurent approximatifs dans la mesure où plusieurs pays pourraient être disposés à réaliser l'étape de réduction directe. De plus, le calcul de coût d'abattement associé à cette voie ne tient pas compte des éventuels coûts sociaux liés à l'impact d'une délocalisation. L'important est de retenir que la filière à réduction directe à l'hydrogène n'a de sens, d'un point de vue socioéconomique, que si une partie de étapes est réalisée à l'étranger.

## 5. Quel coût de la décarbonation pour les acteurs privés ?

Les coûts d'abattement présentés ci-dessus sont calculés sur la base d'un taux d'actualisation public de 4,5 %. Les coûts d'abattement sont alors dits « socioéconomiques ». Ce calcul ne renseigne pas directement sur la rentabilité des investissements de décarbonation réalisés par un acteur privé.

Pour les acteurs privés, les calculs de rentabilité reposent sur un taux d'actualisation qui correspond au coût moyen pondéré du capital<sup>1</sup> (c'est-à-dire la moyenne pondérée de la rémunération des fonds propres et de la dette). Ainsi, en considérant un taux d'actualisation privé de 8,5 % et la technologie de réduction directe au gaz naturel, le coût d'abattement sans prise en compte des quotas carbone est de 143 €/tCO<sub>2</sub> (contre 123 €/tCO<sub>2</sub> avec un taux à 4,5 %).

Au prix actuel des quotas carbone émis sur le marché européen des quotas (SEQUE) – environ 70 €/tCO<sub>2</sub> à date de publication –, la rentabilité n'est pas atteinte sans dispositif de soutien additionnel. Cela reste vrai même avec un prix des quotas carbone au plus haut niveau historique, à savoir 100 €/tCO<sub>2</sub> (février 2023).

À partir d'un prix de quota à 143 €/tCO<sub>2</sub>, la filière de réduction directe au gaz naturel devient plus rentable que la filière intégrée (voir Graphique 14).

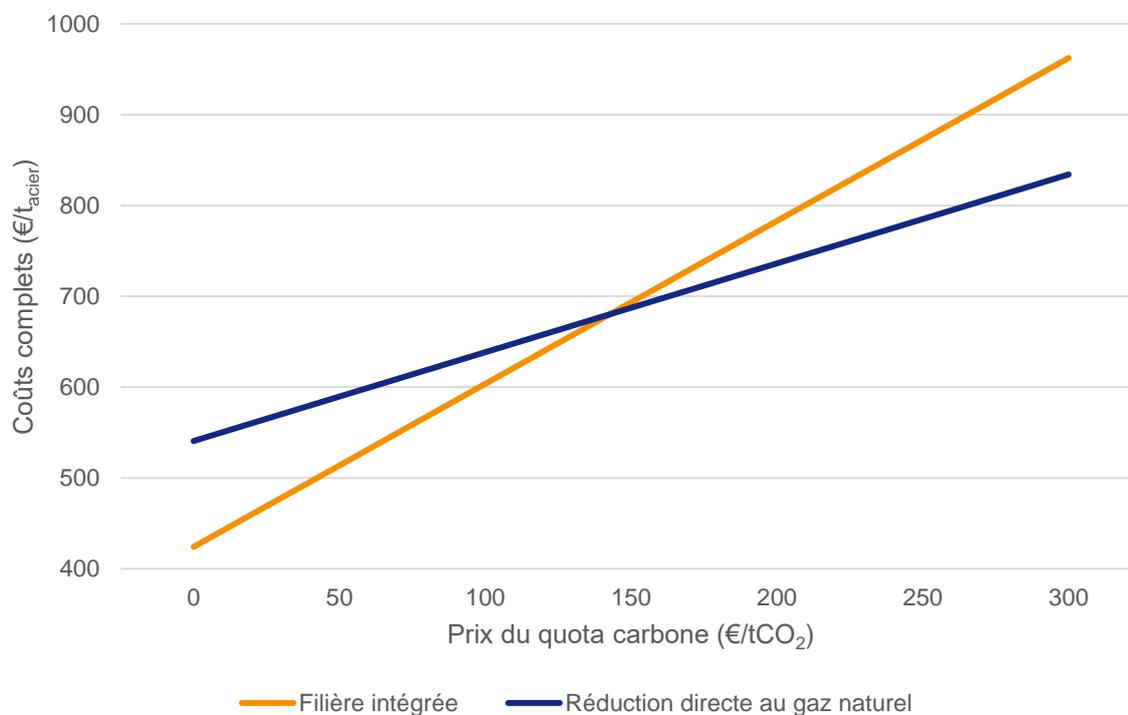
Le surcoût de production de l'acier brut dans un contexte de décarbonation peut atteindre jusqu'à +50 %, même si ce surcoût serait largement dilué à l'échelle d'un produit final – par exemple, +1 % à +2 % à l'échelle d'une voiture. En euros par tonne évitée, les surcoûts représentent 100 à 200 €/t. Ainsi, le choix de la décarbonation de la production primaire ne peut être rentable que s'il répond à des incitations fortes et prévisibles – que ce soit via le consentement à payer des acheteurs, la tarification du carbone ou d'autres outils. Mais ce choix, en économie ouverte, nécessite d'assurer un *level playing field* entre la production intérieure et les importations d'acier ou de produits contenant de l'acier. Ce sujet est traité plus largement dans la note associée<sup>2</sup>.

---

<sup>1</sup> En anglais *Weighted Average Cost of Capital* – WACC. Des éventuels éléments de fiscalité seraient également à prendre en compte dans le calcul de rentabilité « privée ».

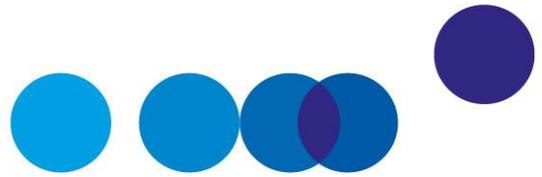
<sup>2</sup> Ferrière S. et Gérardin M. (2024), « Décarbonation de l'acier et autres métaux de base : fixons-nous les bons objectifs », à paraître.

**Graphique 14 – Coûts complets projetés en 2030 de la filière intégrée et de la réduction directe au gaz naturel pour un acteur privé**



Lecture : avec un prix du quota carbone de 100 €/tCO<sub>2</sub>, les coûts complets de la filière intégrée sont de l'ordre de 600 €/t<sub>acier</sub>.

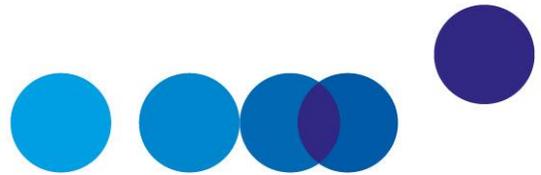
Source : France Stratégie



# ANNEXES

---





## ANNEXE 1

# MEMBRES DE LA COMMISSION

---

### Président

**Patrick Criqui**, directeur de recherche émérite CNRS, UMR GAEL, université Grenoble Alpes

### Secrétariat

**Nicolas Riedinger**, coordinateur, France Stratégie<sup>1</sup>

**Simon Ferrière**, France Stratégie

**Maxime Gérardin**, France Stratégie

**Olivier de Guibert**, Commissariat général au développement durable

**Boris Le Hir**, Commissariat général au développement durable

**Aude Pommeret**, France Stratégie

**Alice Robinet**, France Stratégie

### Membres

**Émilie Alberola**, directrice Innovation et Recherche, Eco'Act

**Yasmine Arsalane**, Agence internationale de l'énergie

**Emmanuel Combet**, Ademe

**Dominique Bureau**, délégué général, Conseil économique pour le développement durable (CEDD)

**Antoine Dechezleprêtre**, OCDE

---

<sup>1</sup> Bérengère Mesqui était coordinatrice à France Stratégie jusqu'en mars 2022.

**Jean-Guy Devezeaux de Lavergne**, Institut I-tésé, CEA (Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives)

**Matthieu Glachant**, professeur d'économie, Mines Paristech

**Joseph Hajjar**, Direction générale de l'Énergie et du Climat

**Jan Horst Keppler**, professeur d'économie, université Paris-Dauphine

**David Marchal**, Ademe

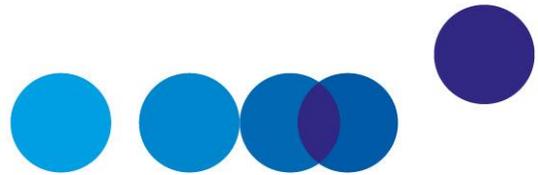
**Yves Marignac**, association négaWatt

**Andrew Prag**, Agence internationale de l'énergie (AIE)

**Yannick Pérez**, CentraleSupélec

**Cédric Philibert**, université Paris-Dauphine

**Philippe Quirion**, CNRS-Cired



## ANNEXE 2

# FORMULES DU COÛT D'ABATTEMENT

---

Pour une même action de décarbonation, le coût d'abattement peut être calculé selon plusieurs formules, conduisant à des valeurs numériques, en €/tCO<sub>2</sub>, différentes. Il convient de sélectionner la formule au mieux, en fonction de l'action analysée et du sens qu'on souhaite donner au calcul.

### Coût d'abattement et valeur actualisée nette

Par nature, le calcul des coûts d'abattement établit un « classement » des actions de décarbonation<sup>1</sup>, dont on souhaite qu'il corresponde à leur ordre de déclenchement dans une trajectoire économiquement optimisée – c'est-à-dire, la trajectoire d'investissement qui, étant donné une trajectoire de valeur collective du carbone, maximise la valeur actualisée nette (VAN) publique<sup>2</sup>. Autrement dit, la question est de savoir, dans un cadre d'optimisation de la VAN publique, à partir de quelle date déclencher l'investissement ; et le coût d'abattement de cet investissement se définit comme la valeur de la trajectoire carbone à cette date.

Ici, deux principaux sous-cas se présentent.

#### ***Le cas des investissements « à date imposée »***

À un extrême, certains investissements de décarbonation sont en concurrence avec une autre option d'investissement, plus carbonée. C'est notamment le cas quand un investissement vient remplacer un actif en fin de vie qui, même en l'absence de décarbonation, aurait dû faire l'objet d'un ré-investissement : une chaudière ou un véhicule, pour lesquels la question se pose de choisir, pour le prochain cycle, entre

---

<sup>1</sup> Puisqu'il les place toutes sur une même échelle, en €/tCO<sub>2</sub>.

<sup>2</sup> Voir Criqui P. (2021), *Les coûts d'abattement. Partie 1 – Méthodologie*, rapport de la commission sur les coûts d'abattement, France Stratégie, juin.

plusieurs technologies plus ou moins carbonées. C'est le cas aussi quand un investissement nouveau est nécessaire, par exemple pour servir un besoin croissant en électricité ou en toute autre commodité – ce qui compte ici est que l'investissement ne peut pas être retardé : il faut investir, fût-ce dans une solution carbonée.

Dans ces cas, le surcroît de VAN apporté par l'action de décarbonation s'écrit comme la différence entre option considérée et option de référence plus carbonée.

Plus en détail, la formule exacte du coût d'abattement dépendra de la valeur relative donnée à des réductions d'émissions intervenant à différents moments. Parmi les choix possibles, la « règle de Hotelling » fournit un point de référence : partant du principe que chaque tonne de CO<sub>2</sub> évitée a la même importance quelle que soit son année d'émission, elle veut que la valeur collective du carbone (ou « trajectoire carbone », ou « valeur de l'action pour le climat ») augmente au cours du temps en suivant le taux d'actualisation public – ainsi, vue depuis une date fixée, la croissance de cette trajectoire compense l'actualisation appliquée aux valorisations, et *in fine* toute réduction d'émissions revêt la même valeur.

Si la règle de Hotelling est vérifiée, et avec quelques hypothèses simplificatrices<sup>1</sup>, la VAN supplémentaire apportée par l'investissement prend la forme :

$$VAN = \sum_0^N \frac{\Delta E_t}{(1+r)^t} VSC_0(1+r)^t - \sum_0^N \frac{\Delta C_t}{(1+r)^t}$$

L'optimisation consiste alors à faire l'investissement si et seulement si cette VAN est positive, et le coût d'abattement se définit comme la valeur de  $VSC_0$  qui annule cette VAN, d'où il vient la « formule 1 » du rapport *Méthodologie* déjà cité :

$$CA_1 = \frac{\sum_0^N \frac{\Delta C_t}{(1+r)^t}}{\sum_0^N \Delta E_t}$$

Des trajectoires de valeur du carbone ne suivant pas la règle de Hotelling conduisent à des formules de coût d'abattement légèrement différentes – ainsi la forme particulière de la valeur de l'action pour le climat (VAC) retenue en France<sup>2</sup>, qui ne se conforme pas exactement à la règle de Hotelling, conduit à la « formule 2 » du rapport *Méthodologie*.

---

<sup>1</sup> Taux d'actualisation public constant (cette hypothèse peut toutefois être relâchée en écrivant les termes  $(1+r)^t$  sous une forme plus générale) ; durée de vie identique pour toutes les options ( $N$  années) ; et options d'investissement caractérisées par les coûts annuels  $C_t$  d'investissement puis d'opération induits ou évités, et les économies annuelles d'émissions  $E_t$  en résultant.

<sup>2</sup> Quinet A. (2019), *La valeur de l'action pour le climat. Une valeur tutélaire du carbone pour évaluer les investissements et les politiques publiques*, rapport, France Stratégie, février.

### **Le cas des investissements « à date flexible »**

À l'extrême inverse, certains investissements sont purement supplémentaires, induits par l'objectif de décarbonation, et sans lien avec les cycles d'investissement précédents<sup>1</sup> : isolation d'un bâtiment sur lequel il n'aurait pas été nécessaire d'intervenir avant longtemps, équipement industriel supplémentaire... Dans ces cas, la VAN de l'investissement prend sa forme la plus simple<sup>2</sup> :

$$VAN = VSC_0 \sum_0^N E_t - \sum_0^N \frac{C_t}{(1+r)^t}$$

L'optimisation de cette VAN s'obtient non en l'annulant (ce qui répondrait à la question « Vaut-il mieux faire cet investissement maintenant ou jamais ? »), mais en recherchant la date d'investissement qui produit la VAN la plus élevée. En pratique, on calcule la différence entre la VAN et elle-même avec une date de mise en service décalée d'un an<sup>3</sup> – cette différence s'annule quand la VAN atteint son maximum. Cette démarche est exactement analogue à celle qui, en théorie de l'investissement (public comme privé), fait calculer non seulement le taux de rentabilité interne d'un projet, mais aussi son taux de rentabilité immédiat.

Cependant, cette démarche de calcul ne peut pas s'appliquer directement à la formule de VAN donnée ci-dessus, car les deux termes en  $VSC_0$  pourraient s'annuler, empêchant toute conclusion pour le coût d'abattement<sup>4</sup>. Il convient donc d'abord de rétablir la VAN dans sa formule la plus générale, considérant l'investissement technique non seulement sur sa seule durée de vie normative, mais le prolongeant à l'infini, en y agrégeant les éventuels ré-investissements, représentés dans les coûts annuels  $C$ <sup>5</sup> :

$$VAN = VSC_0 \sum_0^{\infty} E_t - \sum_0^{\infty} \frac{C_t}{(1+r)^t}$$

<sup>1</sup> Pour autant, ces investissements ne sont pas nécessairement sans lien avec des actifs « fossiles » : par exemple, une action de décarbonation qui crée des actifs échoués relève le plus souvent de la présente catégorie, en ce qu'elle arrive « par-dessus » et ne parvient pas à s'inscrire dans un cycle d'actif préexistant.

<sup>2</sup> Pour simplifier les expressions, on s'est placé ici dans le cas d'une valeur du carbone suivant la règle de Hotelling – mais le développement qui suit est valable quelle que soit l'allure de la trajectoire de valeur du carbone. Par convention, les réductions d'émissions nettes  $E$  permises par l'investissement sont ici notées positivement.

<sup>3</sup> En d'autres termes, on calcule la dérivée de la VAN par rapport à sa date de mise en service.

<sup>4</sup> Ce dernier étant défini comme la valeur de  $VSC_0$  qui annule la (différence de) VAN.

<sup>5</sup> Bien entendu, les coûts réels deviennent incertains aux horizons lointains. Pour les besoins du calcul, on pourra reproduire à l'infini la chronique de coûts des  $N$  années de vie normative du projet, l'essentiel étant que le projet ne s'arrête pas abruptement en fin de cette durée de vie – alternativement, l'introduction d'une valeur résiduelle sert le même objectif.

La différence de VAN entre l'investissement réalisée une année (année 0) et le même investissement réalisé l'année suivante (année 1) prendra une forme synthétique dès lors qu'on suppose que les coûts annuels ne dépendent que de la durée écoulée depuis le démarrage de l'investissement<sup>1</sup>, et que, une fois l'investissement monté en charge, les réductions d'émissions annuelles ne dépendent pas de l'année de mise en service<sup>2</sup>. En effet, il vient alors<sup>3</sup> :

$$\Delta VAN = VSC_0 \sum_0^{\infty} E_t - VSC_0 \sum_1^{\infty} E_t - \sum_0^{\infty} \frac{C_t}{(1+r)^t} + \sum_1^{\infty} \frac{C_{t-1}}{(1+r)^t}$$

C'est-à-dire, en notant  $E_{Ann}$  les économies d'émissions annuelles permises par l'investissement dans la période succédant à sa montée en charge :

$$\Delta VAN = VSC_0 \cdot E_{Ann} - \sum_0^{\infty} \frac{C_t}{(1+r)^t} + \sum_0^{\infty} \frac{C_t}{(1+r)^{t+1}}$$

$$\Delta VAN = VSC_0 \cdot E_{Ann} - \frac{r}{1+r} \sum_0^{\infty} \frac{C_t}{(1+r)^t}$$

Cette expression peut être simplifiée en introduisant la constante  $C_{Ann}$ , le coût annualisé du projet, qui se définit comme tel que :

$$\sum_0^{\infty} \frac{C_{Ann}}{(1+r)^t} = \sum_0^{\infty} \frac{C_t}{(1+r)^t}$$

D'où il vient que :

$$C_{Ann} = \frac{\sum_0^{\infty} \frac{C_t}{(1+r)^t}}{\sum_0^{\infty} \frac{1}{(1+r)^t}} = \frac{\sum_0^{\infty} \frac{C_t}{(1+r)^t}}{\frac{1}{1+r} - 1} = \frac{r}{1+r} \sum_0^{\infty} \frac{C_t}{(1+r)^t}$$

<sup>1</sup> C'est-à-dire que les coûts encourus en 2030 si on a investi en 2024 sont les mêmes que ceux encourus en 2031 si on a investi en 2025.

<sup>2</sup> C'est-à-dire que les émissions évitées durant l'année 2030 sont les mêmes, que l'investissement ait été fait en 2024 ou 2025. Pour plus de généralité, on pourrait supposer que les coûts annuels sont la somme d'une chronique ne dépendant que de la durée depuis le démarrage de l'investissement, et d'une chronique qui, comme les réductions d'émissions, ne dépend que de l'année en cours. Cette seconde composante « traverse » alors les calculs ci-dessous de la même manière que la chronique d'émissions évitées, et contribue ainsi au résultat (voir ci-après) sous la forme de sa valeur après montée en charge.

<sup>3</sup> N.B. Tous les termes issus des deux projets sont bien actualisés à l'année 0, pour les rendre comparables.

Ainsi :

$$\Delta VAN = VSC_0 \cdot E_{Ann} - C_{Ann}$$

On en déduit le coût d'abattement en annulant  $\Delta VAN$  :

$$CA_{Invest\ suppl} = \frac{C_{Ann}}{E_{Ann}}$$

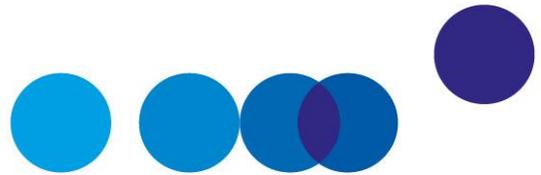
Ceci correspond à la « formule 3 » du rapport *Méthodologie* précédemment cité.

Ainsi la théorie rejoint, dans le cas des investissements de décarbonation « supplémentaires », non contraints dans leur temporalité par des cycles industriels préexistants, la pratique qui consiste à calculer un coût d'abattement en divisant simplement les coûts annualisés d'un projet par les économies nettes annuelles d'émissions qu'il engendre<sup>1</sup>.

---

<sup>1</sup> Il se trouve en outre que diviser les coûts actualisés par les émissions actualisées donne le même résultat – mais puisqu'il n'y a pas de sens à actualiser des émissions (pour les raisons qui conduisent à vouloir les valoriser selon une trajectoire proche de la règle de Hotelling), on recourra de préférence à la formulation qui s'appuie sur les coûts annualisés et les économies d'émissions annuelles.





Directeur de la publication et de la rédaction

**Cédric Audenis, commissaire général par intérim**

Secrétaire de rédaction

**Olivier de Broca**

Contact presse

**Matthias Le Fur, directeur du service Édition/Communication/Événements**

**01 42 75 61 37, [matthias.lefur@strategie.gouv.fr](mailto:matthias.lefur@strategie.gouv.fr)**





## RETROUVEZ LES DERNIÈRES ACTUALITÉS DE FRANCE STRATÉGIE SUR :



[www.strategie.gouv.fr](http://www.strategie.gouv.fr)



[@strategie\\_Gouv](https://twitter.com/strategie_Gouv)



[france-strategie](https://www.linkedin.com/company/france-strategie)



[francestrategie](https://www.facebook.com/francestrategie)



[@FranceStrategie\\_](https://www.instagram.com/FranceStrategie_)



[StrategieGouv](https://www.youtube.com/StrategieGouv)

Les opinions exprimées dans ce rapport engagent leurs auteurs et n'ont pas vocation à refléter la position du gouvernement.



**RÉPUBLIQUE  
FRANÇAISE**

*Liberté  
Égalité  
Fraternité*



**FRANCE STRATÉGIE**  
ÉVALUER. ANTICIPER. DÉBATTRE. PROPOSER.

Institution autonome placée auprès du Premier ministre, France Stratégie contribue à l'action publique par ses analyses et ses propositions. Elle anime le débat public et éclaire les choix collectifs sur les enjeux sociaux, économiques et environnementaux. Elle produit également des évaluations de politiques publiques à la demande du gouvernement. Les résultats de ses travaux s'adressent aux pouvoirs publics, à la société civile et aux citoyens.