



**MINISTÈRE
DE L'ÉCONOMIE
DES FINANCES
ET DE LA RELANCE**

*Liberté
Égalité
Fraternité*

Conseil général de l'économie

N° 2020/01/CGE/SG/TS

Février 2021

La décarbonation des entreprises en France

Rapport à

Monsieur le Vice-président du Conseil général de l'économie

établi par

Richard LAVERGNE, Benoît LEGAIT
Ingénieurs généraux des mines

Emmanuel CLAUSE, Edouard de ROCCA
Ingénieurs en chef des mines

Vincent CHRQUI
Administrateur civil hors classe

SOMMAIRE

SYNTHESE	5
TABLE DES RECOMMANDATIONS.....	7
INTRODUCTION.....	9
1 L'hydrogène pour la décarbonation de l'industrie.....	14
1.1 Introduction.....	14
1.1.1. En France, les politiques publiques donnent une place à l'hydrogène dans la décarbonation	14
1.1.2. L'hydrogène comme moyen de rehausser les objectifs en Europe	16
1.1.3. Les Etats-Unis sont également très engagés sur l'hydrogène	17
1.2 Production d'hydrogène.....	18
1.2.1. Le reformage du gaz, principale source actuelle d'hydrogène, peut être décarboné grâce au CCUS.....	19
1.2.2. Hydrogène décarboné produit par électrolyse	20
1.3 Usages de l'hydrogène dans l'industrie.....	22
1.4 Recommandations sectorielles	24
2 Le captage, le stockage et l'utilisation du gaz carbonique.....	26
2.1 Des perspectives de captage, de stockage et d'utilisation du CO ₂ ambitieuses dans le monde, plus modestes en France	26
2.2 Des technologies de captage aux maturités différentes, et à adapter à chaque filière industrielle.....	27
2.3 Le transport de CO ₂ : des technologies bien maîtrisées pour un nouveau concept de « hub »	29
2.4 Le stockage géologique : peu de sites exploités, mais une technologie connue.....	30
2.4.1 Les structures géologiques de stockage.....	30
2.4.2 Les enjeux économiques et fiscaux.....	34
2.4.3 Les projets français.....	35
2.5 La valorisation du CO ₂ comme complément, mais pas comme alternative au stockage de CO ₂	36
2.6 La bioénergie avec captage et stockage de CO ₂	38
2.7 Conclusions et recommandations sectorielles.....	39
3 Utilisation de la biomasse comme énergie pour la décarbonation	41
3.1 Les cultures énergétiques.....	41
3.2 L'usage de la biomasse bois dans l'industrie.....	41
3.3 La chaleur issue de déchets de bois	47
4 Combustibles solides de récupération et électrification	49
4.1 Combustibles Solides de Récupération.....	49

4.1.1 Provenance et intérêt des CSR pour décarboner l'industrie	49
4.1.2 Les volumes de CSR disponibles en 2020 et pour les années à venir	49
4.1.3 Les volumes de CSR consommés en 2020, la projection en 2030.....	50
4.2 Electrification.....	52
4.2.1. Pourquoi peut-on décarboner via l'électrification ?	52
4.2.2. Le potentiel de décarbonation de l'Industrie en France par l'électrification.....	52
4.2.3. Quelle est l'analyse économique des projets d'électrification ?.....	52
4.2.4. Comment augmenter le rythme de mise en place de l'électrification ?	53
5 Les recommandations.....	55
ANNEXES	65
Annexe 1 : Lettre de mission	66
Annexe 2 : Liste des acronymes utilisés	68
Annexe 3 : Liste des personnes rencontrées	69
Annexe 4 : Chimie.....	71
Annexe 5 : Ciment	77
Annexe 6 : Métallurgie	93
Annexe 7 : Agroalimentaire.....	108
Annexe 8 : Bibliographie	114

SYNTHESE

Comme d'autres pays, notamment européens, la France s'est dotée d'une ambitieuse « Stratégie Nationale Bas Carbone » (SNBC) dans le but d'atteindre la neutralité carbone en 2050, en se fixant des objectifs intermédiaires pour 2030. Le gouvernement a demandé, dans le cadre du Conseil National de l'Industrie (CNI), aux comités des filières les plus émettrices de gaz à effet de serre (GES) de proposer des feuilles de route pour respecter la trajectoire fixée par la SNBC (-33% de réduction des émissions de GES entre 2015 et 2030, soit -22 MtCO_{2eq}, sur les 458 MtCO_{2eq} émises par la France en 2015, et -81% entre 2015 et 2050). Ces objectifs de décarbonation sont un nouveau défi pour l'industrie manufacturière française, dont la part dans le PIB s'est effondrée depuis la crise financière de 2007-2010, avant de se stabiliser récemment. La décarbonation de l'industrie peut être considérée à la fois comme un effort et une opportunité pour moderniser l'industrie française. Dans le cadre du Pacte productif annoncé par le gouvernement en 2019, les entreprises ont bien compris leur intérêt d'être moins dépendantes du coût de l'énergie et de se positionner en leader du marché des biens bas-carbone. Le gouvernement a convenu que des mesures d'accompagnement seraient prises pour tirer les pleins bénéfices de cette transition et éviter les fuites de carbone.

Les leviers proposés par les filières industrielles les plus émettrices de GES (chimie, ciment, métallurgie, agroalimentaire, voir annexes 4 à 7) pour respecter les objectifs 2030 de la SNBC font appel à des technologies matures aux coûts maîtrisés : efficacité énergétique, substitution de combustibles fossiles par de la biomasse ou des combustibles solides de récupération, utilisation de la chaleur fatale, augmentation du taux de recyclage, réduction de l'utilisation et des émissions d'HFC etc. Cependant, la disponibilité des ressources en amont peut limiter le déploiement de certaines de ces voies comme la biomasse, les combustibles solides de récupération.

Pour atteindre les objectifs 2050 de la SNBC, plus ambitieux, ces filières envisagent la mise en œuvre de technologies moins matures qui font aujourd'hui l'objet de recherche, de pilotes et de démonstrateurs, pour en réduire les coûts, et pour en assurer la fiabilité industrielle : c'est le cas de l'hydrogène, et le captage-stockage-utilisation du CO₂ (CCUS).

L'hydrogène (§1) fait l'objet de politiques publiques ambitieuses en France, en Europe, et dans d'autres pays comme les Etats-Unis et le Japon. L'hydrogène est aujourd'hui essentiellement produit par vapo-réformage (hydrogène gris, environ 1,5 €/tonne de dihydrogène), en émettant du CO₂. Pour que l'hydrogène soit « décarboné », il faut soit capter-stocker ou utiliser le CO₂ émis (hydrogène bleu, entre 2 et 2,5 €/tonne de dihydrogène), soit le produire par électrolyse de l'eau (hydrogène vert, entre 5 et 8 €/tonne de dihydrogène). L'hydrogène bas carbone (bleu ou vert) devrait se développer à l'horizon 2050 dans l'industrie chimique (raffineries, production d'ammoniac), en substitution de l'hydrogène gris (dont la consommation annuelle française est d'environ 1 Mt), et dans l'industrie sidérurgique, où il pourrait réduire le minerai de fer en substitution partielle ou totale du coke (charbon). Si l'industrie chimique française remplaçait totalement l'hydrogène gris par de l'hydrogène vert, et si les 10 Mt/an d'acier brut français produits par la filière fonte étaient produits avec de l'hydrogène vert, et non plus avec du coke, il faudrait augmenter la production actuelle d'électricité française d'environ 15%. Ce calcul majorant montre que l'hydrogène vert peut difficilement être la seule solution de décarbonation de la sidérurgie, et de substitution de l'hydrogène gris par du vert dans la chimie. L'ADEME devrait réaliser dès que possible une étude prospective des nouvelles technologies utilisant de l'hydrogène ainsi que des entreprises les plus pertinentes pour les utiliser, puis de lancer des appels à projets permettant aux industriels de se les approprier dès lors que leur coût à la tonne de CO₂ évitée ne sera pas

trop élevé par rapport à d'autres solutions de décarbonation. La qualification d'hydrogène « vert », et les avantages qui lui sont concédés, devraient être élargis à l'ensemble des technologies bas-carbone de production d'hydrogène, que ce soit par électrolyse avec de l'électricité bas-carbone (renouvelable ou nucléaire) ou par reformage avec CCUS.

Les filières françaises de la métallurgie et du ciment comptent capter-stocker-utiliser (CCUS) (§2) environ 8 Mt de CO₂ à l'horizon 2050, pour atteindre les objectifs de la SNBC. Les technologies de captage et de stockage de CO₂ doivent être améliorées pour en réduire le coût (entre 50 et 200€/tonne de CO₂ selon l'IFPEN). Les capacités de stockage en Europe (essentiellement en Mer du Nord, au large de la Grande-Bretagne et de la Norvège) sont encore très insuffisantes, environ quelques millions de tonnes de CO₂ par an d'ici deux ou trois ans, même pour les seuls besoins français à horizon 2050 estimés à 15 Mt/an par l'ADEME (y compris 10 Mt de CO₂ issus de la combustion de la biomasse, qui peuvent générer des émissions « négatives » de gaz à effet de serre, par CCUS). Pour favoriser cette industrie du stockage, où la France dispose de solides atouts grâce aux compétences acquises par les membres du Club CO₂, notamment par Total, de l'IFPEN et du BRGM, des sites de stockage, soit dans le domaine maritime français, soit par reconversion de sites de stockage de gaz naturel, doivent être recherchés pour limiter le coût de transport de CO₂ ; des mécanismes financiers de soutien public à la tonne de CO₂ captée, stockée ou utilisée doivent être envisagés, tout en soutenant des projets de R&D et les démonstrateurs.

Les besoins supplémentaires de l'industrie ((ciment, chimie, métallurgie, agroalimentaire) en bois-énergie (environ 1,5 Mt en 2030, et 3 Mt en 2050) sont limités par la capacité d'augmentation de la production de bois-énergie en France. Le soutien aux projets de production d'énergie à partir du bois pour l'industrie nécessite donc de façon concomitante une action sur l'offre de bois énergie en France.

Le potentiel de décarbonation de l'industrie par électrification (§4) est de l'ordre de 41 TWh d'énergie finale, et ne consommerait que 24 TWh d'électricité (soit environ 5% de la consommation électrique française), en raison du meilleur rendement permis par l'électricité, en comparaison avec des combustibles fossiles. Les coûts de fonctionnement d'un four à gaz et d'un four électrique, qui a un meilleur rendement, sont comparables. Le rythme actuel d'électrification des process industriels pourrait être accéléré grâce à des aides financières pour réduire les temps de retour sur investissement, et grâce à une garantie d'accès à des prix garantis d'une électricité décarbonée sur de très longues durées.

Afin d'accélérer la décarbonation de l'industrie française, de contribuer à faire émerger des filières d'excellence, la mission émet les recommandations ci-dessous à destination des pouvoirs publics. Celles-ci visent à prioriser les financements publics (recommandations 1 et 2), à mettre en place des dispositifs d'aides en faveur des projets industriels et de leurs financements (recommandations 4 et 5), à accroître la robustesse des analyses des cycles de vie (recommandation 6), afin de préparer la mise en place d'un mécanisme d'ajustement carbone aux frontières, à mettre à jour une feuille de route de logistique et de stockage de l'hydrogène et à réaliser une feuille de route analogue pour le CO₂ (recommandation 3), à développer le recours à des produits décarbonés (acier, ciment...) dans la commande publique (recommandation 8), et enfin à assurer un suivi des actions ADEME et Bpifrance en matière de décarbonation des entreprises (recommandation 7).

*

* *

TABLE DES RECOMMANDATIONS

- Recommandation 1 : Les financements publics dédiés à la décarbonation doivent être priorisés sur les technologies dont le ratio « coût/émissions de CO₂ évitées » est le plus faible et sur celles dont le potentiel de réduction d'émissions de GES est le plus élevé..... 55
- Recommandation 2 : Cibler les programmes de soutien à l'innovation et la R&D selon la maturité des technologies de décarbonation des entreprises, notamment dans le cadre des futurs AAP de « France Relance ». La communication sur les résultats technico-économiques des projets doit être améliorée. ... 56
- Recommandation 3 : Mettre à jour une feuille de route de déploiement des infrastructures de logistique et de stockage de l'hydrogène, afin de donner une lisibilité aux industriels et aux pouvoirs publics pour les futurs accès aux ressources d'H₂, compte-tenu de la stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné en France. Créer les conditions pour élaborer une feuille de route similaire pour les infrastructures de logistique et de stockage de CO₂ notamment en identifiant des stockages souterrains possibles sur le territoire national, y compris maritime..... 57
- Recommandation 4 : Expérimenter un fonds de co-Investissement de décarbonation industrielle doté dans un premier temps de 200 M€ de financements publics en capital et dette afin de faciliter la réalisation de tours de table pour certains projets industriels sobres énergétiquement mais risqués, ce qui est souvent le point de blocage pour les financeurs privés. Ainsi un plus grand nombre de projets industriels sobres énergétiquement pourront se réaliser plus rapidement en France..... 58
- Recommandation 5 : Mettre en place des dispositifs d'aides incitatives en faveur des projets industriels favorables à la décarbonation des entreprises, en complément aux mesures de soutien qui sont mises en œuvre dans le cadre du Plan de relance : (1) un crédit d'impôt pour inciter les PME à passer de la R&D à une production plus décarbonée, ou à une fabrication de produits moins carbonés (2) la préfiguration d'une agence d'innovation de rupture civile pour les transitions numérique et environnementale. 60
- Recommandation 6 : Dans le cadre des négociations avec nos partenaires européens, afin de mettre en place un mécanisme d'ajustement carbone aux frontières (MACF) de l'UE, profiter de la présidence française pour accroître la robustesse des évaluations ACV, par exemple par labellisation..... 61

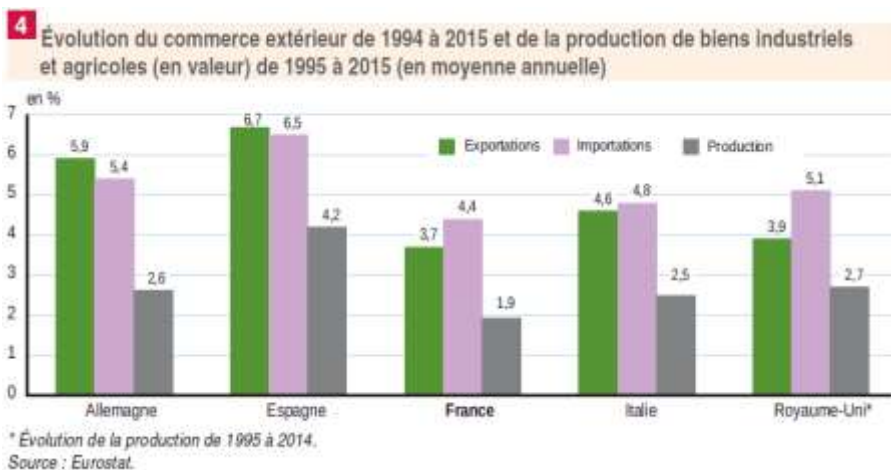
Recommandation 7 : La preuve par l'exemple est un élément important pour vaincre les réticences des acteurs. Il est donc proposé d'assurer à cette fin un suivi des actions de Bpifrance et de l'ADEME pour décarboner les PME. 62

Recommandation 8 : Favoriser l'usage de matériaux décarbonés dans la commande public (bois, nouvelles technologies d'aciers et bétons...), notamment en mettant en place de nouveaux cahiers des charges d'appels d'offres et en fixant des critères de choix adaptés. 64

INTRODUCTION

L'industrie française est confrontée à deux défis majeurs :

- 1) Regagner le terrain perdu, notamment depuis la crise financière mondiale de 2007-2010 qui a suscité en France le Grenelle de l'environnement mais a conduit notre pays à décrocher par rapport à ses voisins en termes de production de biens industriels et agricoles.



Source : INSEE Première, n° 1637, mars 2017.



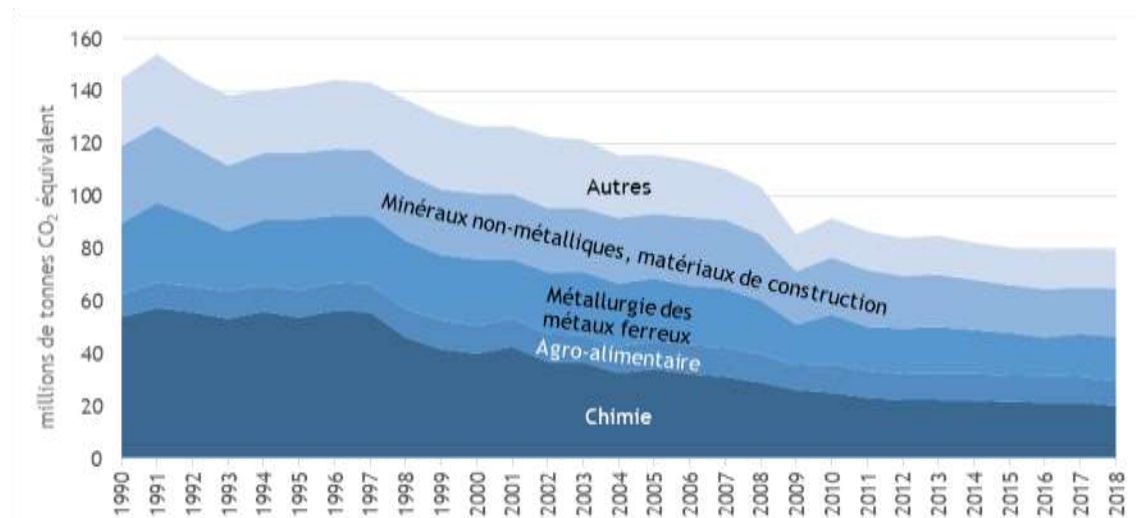
Source : INSEE Première, n° 1764, juillet 2019.

Comme l'indique le rapport Benoît Potier¹, l'évolution constatée « se traduit, en premier lieu, par un affaiblissement du poids de l'industrie dans l'économie française. Notre industrie manufacturière a décroché par rapport à ses principaux concurrents dans un contexte d'intensification de la compétition

¹ Faire de la France une économie de rupture technologique - Soutenir les marchés émergents à forts enjeux de compétitivité, rapport au Ministre de l'Économie et des Finances et Ministre de l'Enseignement Supérieur, de la Recherche et de l'Innovation, Benoît Potier, 7 février 2020.

internationale et de montée en puissance de certains pays émergents comme la Chine. La part de marché de la France dans les exportations manufacturières mondiales a diminué de 5% en 2005 à 3% en 2015, soit beaucoup plus rapidement qu'en Allemagne (de 10% à 9%). Encore excédentaire en 2004, le solde des échanges extérieurs en produits manufacturés de la France s'est fortement dégradé pour atteindre -46 Mds€ en 2018, alors que l'Allemagne et l'Italie enregistrent respectivement des excédents de 327 Mds€ et 93 Mds€. Le poids de l'industrie manufacturière dans le PIB en France est passé de 15% en 2000 à 10% en 2018, quand il s'est maintenu à plus de 20% en Allemagne et à 15% en Italie ».

- 2) Contribuer à l'effort national de réduction des émissions de GES pour permettre à la France, conformément à la Stratégie nationale bas carbone (SNBC), d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050.



Répartition des émissions de CO2e du secteur de l'industrie manufacturière et construction en France (Métropole et Outre-mer UE) (source : CITEPA, 9 juin 2020).

Répondre au défi de la protection de l'environnement et de la transition énergétique implique que l'industrie française puisse s'adapter, d'une part, en modifiant ses modes actuels de production et, d'autre part, condition nécessaire de sa survie dans un monde de plus en plus compétitif, en se positionnant comme leader de marchés à forts potentiels de croissance et d'emplois.

La désindustrialisation française entre 1995 et 2015 s'est traduite par une augmentation de 50% des émissions de GES associées à la production délocalisée (notamment dans les secteurs du PVC, du verre plat, de l'aluminium, du papier, de l'acier et du ciment), selon Deloitte². Ainsi, une relocalisation de la production industrielle se traduira par une réduction de l'empreinte carbone de la France et des émissions mondiales de CO₂.

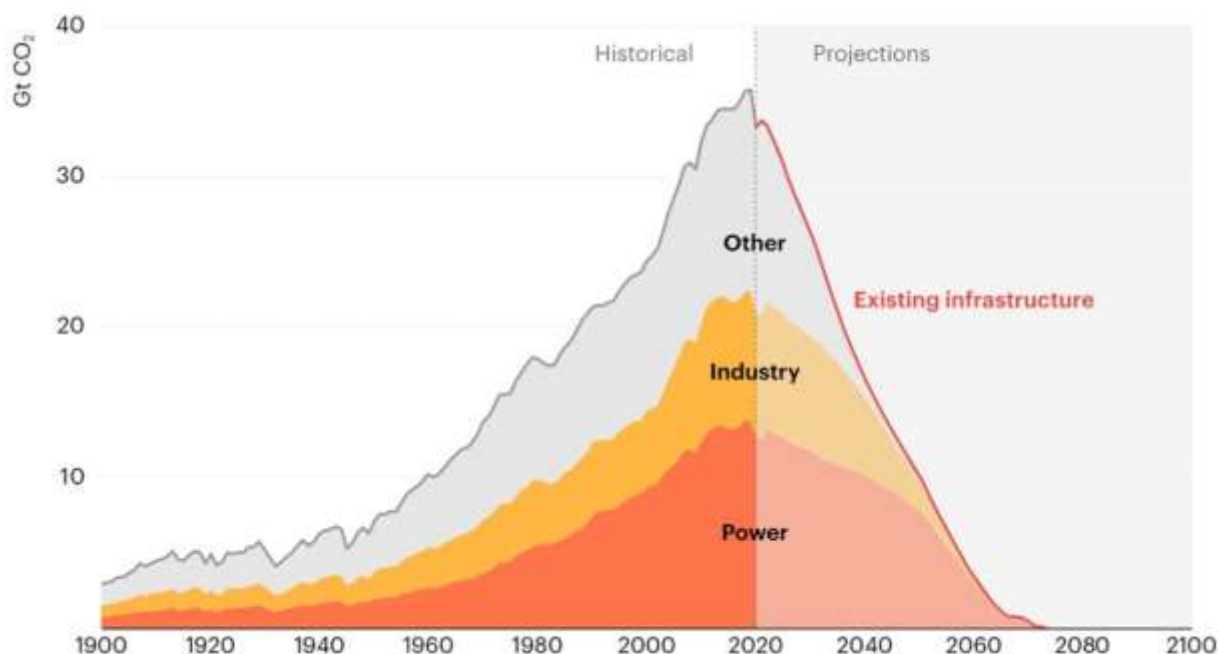
Ce défi à relever par l'industrie française s'inscrit dans la lutte à l'échelle mondiale contre le changement climatique dû aux émissions anthropiques de gaz à effet de serre. Ce mouvement doit être mondial, car la baisse des émissions françaises n'auront pas d'effets visibles sur les émissions mondiales. Selon l'AIE, si les équipements et infrastructures consommateurs d'énergie existants et en construction, étaient exploités selon les tendances actuelles, ils engendreraient à eux seuls une augmentation

² Le redéploiement industriel, instrument de maîtrise de l'empreinte carbone, Webinaire Les Echos – UNIDEN, 16 Décembre 2020

de température à long terme de 1,65°C (avec une probabilité de 50%). La construction de nouveaux équipements et infrastructures conduirait donc inévitablement à une hausse de température supérieure à +2°C, et nettement supérieure à la limite de +1,5°C que s'est fixée la communauté internationale à travers l'Accord de Paris.

Il apparaît donc incontournable d'intervenir à la fois sur les nouveaux équipements qui doivent être aussi faiblement émissifs que possible et sur les équipements et infrastructures existants, en les modifiant, en les adaptant, voire en les remplaçant, avant leur obsolescence, par des équipements le plus bas-carbone possible, de façon à réduire les émissions dont ils sont responsables. Dans les pays développés comme la France, il faut même viser la décarbonation, autant que faire se peut, pour tendre vers la neutralité carbone, comme l'envisage l'Union européenne en ce qui la concerne.

Le graphique ci-après témoigne de la difficulté d'aboutir à un tel résultat et de l'urgence qu'il y a à s'engager dans cette voie.



Emissions de CO₂ dues aux seules infrastructures énergétiques existantes, ce qui conduirait à une hausse de température à long terme de 1,65°C. Source : AIE, World Energy Outlook (octobre 2020).

Avant la crise covid-19, les entreprises, réunies au sein d'un groupe de travail sur la décarbonation de l'industrie, dans le cadre du Plan productif, en lien avec le Conseil National de l'Industrie (CNI) et les Comités stratégiques des filières les plus émettrices, ont répondu à la demande du gouvernement de présenter des feuilles de route leur permettant de se rapprocher des trajectoires proposées pour respecter la SNBC à l'horizon 2030. La crise n'a pas permis de finaliser cet objectif et le total des actions de décarbonation, telles que les a recensées la DGEC dans les ébauches de feuilles de route, ne permet d'espérer qu'environ -28% de réduction d'émissions entre 2015 et 2030 (soit environ -18,5 MtCO_{2eq}), contre -33% attendues selon la SNBC sur le champ des filières concernées par des CSF³ (soit -22

³ La trajectoire prévue par le décret n°2020-457 du 21 avril 2020 relatif aux budgets carbone nationaux et à la stratégie nationale bas-carbone (SNBC) prévoit pour l'industrie un budget carbone sur 2029-2033 de 51 MtCO_{2eq} par an en moyenne, contre des émissions constatées de 81 MtCO_{2eq} en 2015, soit une baisse de 37%.

MtCO_{2eq}). Des efforts supplémentaires sont nécessaires, de façon plus ou moins intenses selon les filières, d'autant que les axes de décarbonation identifiés par les entreprises pourraient bénéficier des soutiens que le gouvernement a décidé de mettre en œuvre dans le cadre du Plan de relance, y compris pour des technologies de rupture à moyen et long terme.

Filière	Axes de décarbonation indiqués dans les projets de feuilles de route proposés par les industriels dans le cadre de leur Comité stratégique de filière du Conseil National de l'Industrie (CNI)
Chimie	Amélioration de l'efficacité énergétique Remplacement de sources de chaleur fossile par des CSR et de la biomasse Réduction des émissions de N ₂ O et HFC
Papier-carton	Amélioration de l'efficacité énergétique Remplacement de sources de chaleur fossile par de la biomasse
Agroalimentaire	Réduction des émissions de gaz fluorés Décarbonation des combustibles via l'électrification, la méthanisation des effluents et résidus et utilisation de biomasse Amélioration de l'efficacité énergétique
Acier	Augmentation du taux de recyclage de la ferraille Recirculation des gaz de haut fourneau pour diminuer la quantité de coke en complément du CCS Génération d'éthanol ou de plastique à partir des gaz de haut-fourneau recyclés CCS (Off-shore à Dunkerque) Remplacement du charbon fossile par de la biomasse ou des déchets A plus long terme, réduction du minerai par électrolyse ou avec de l'hydrogène
Aluminium	Augmentation recyclage Innovation de rupture : anode inerte
Ciment	Diminution de la teneur en clinker dans le ciment Utilisation de chaleur CSR et biomasse Efficacité énergétique Développement de ciments alternatifs (selon disponibilité en approvisionnement en nouvelles matières) CCUS
Verre	Efficacité énergétique (mais faible potentiel identifié) Intégration de calcin Décarbonation de la chaleur (biogaz et électrification) CCUS

Source : DGEC (juin 2020).

Par lettre du 12 février 2020, le vice-président du Conseil général de l'économie a souhaité que soit menée une mission en réponse au moins partielle à ces deux enjeux (compétitivité de l'industrie française et lutte contre le changement climatique) afin de faire des recommandations pour accélérer la décarbonation de l'industrie française, pour susciter une offre française compétitive, et contribuer à la croissance et à la réindustrialisation.

La mission a dans un premier temps examiné les voies technologiques que comptaient prendre les filières les plus émettrices de gaz à effet de serre, qui a elles seules représentent environ 80% des émissions industrielles françaises : chimie, industrie cimentière, métallurgie, agroalimentaire (voir annexes 4 à 7). Des technologies sont transverses à plusieurs filières : certaines sont matures, mais leurs mises en œuvre, prévues par les filières d'ici 2030, peuvent être handicapées par des ressources potentiellement insuffisantes (la substitution de combustibles fossiles par la biomasse, ou des combustibles solides de récupération, l'électrification de procédés), d'autres sont plus innovantes et ne devraient être déployées significativement qu'au-delà de 2030 car elle présentent des coûts encore trop élevés (l'utilisation de l'hydrogène, le captage-stockage-utilisation du CO₂).

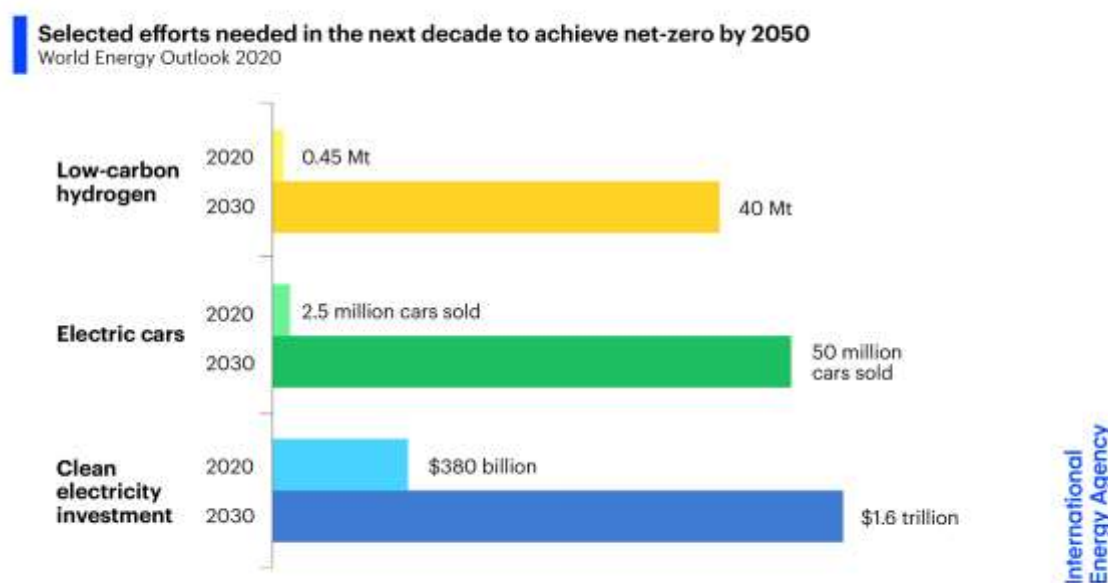
La mission a consulté plus d'une trentaine de personnalités, au sein des administrations centrales, d'établissements publics, d'organisations professionnelles, d'entreprises, et de think tanks. Elle a participé à plusieurs colloques, et webinars, et a consulté une vaste littérature française et étrangère. La mission a bénéficié de l'appui précieux de David Internicola, et de Julia Bertuzzi, stagiaires.

1 L'HYDROGENE POUR LA DECARBONATION DE L'INDUSTRIE

1.1 Introduction

Plusieurs pays ont défini des objectifs pour atteindre des émissions nettes zéro de GES d'ici 2050. Ces objectifs sont inclus et réalisés dans un des scénarios de l'AIE, dit SDS (scénario de développement durable), ainsi que dans un scénario NZE2050 où le secteur de l'énergie au niveau mondial atteindrait des émissions nettes zéro d'ici 2050.

Pour atteindre le rythme et l'ampleur des réductions d'émissions prévues dans le cadre du scénario NZE2050, il faudrait un ensemble d'actions de grande envergure allant au-delà des mesures déjà ambitieuses du scénario SDS. Un grand nombre de changements radicaux concernant l'énergie devraient être réalisés simultanément, au moment où le monde tente de se remettre de la pandémie de Covid-19. Dans tous les secteurs d'activité, devraient être mises en œuvre une combinaison d'actions de décarbonation et d'efficacité énergétique. A ce titre, l'électrification des procédés et l'hydrogène bas-carbone sont des exemples où les investissements devraient se multiplier.



1.1.1. En France, les politiques publiques donnent une place à l'hydrogène dans la décarbonation

Les applications potentielles de l'hydrogène sont multiples, même si, selon l'Académie des technologies (bibliographie [1]) ou selon RTE, entre autres, les plus prometteuses à court ou moyen terme, en termes de rentabilité, semblent se limiter à l'industrie et aux transports lourds ou en flottes captives. La SNBC ne définit pas d'objectif quantifié sur l'hydrogène bas carbone mais son « plan d'action », la PPE⁴, lui accorde une certaine place comme l'indique l'extrait suivant :

« L'hydrogène

Il faut être prêt à déployer des solutions françaises en métropole à horizon 2030-2040 et faire en sorte qu'elles participent au développement d'une filière compétitive. Ceci suppose d'améliorer les technologies d'électrolyse et de stockage massif, en complément du développement des usages, en particulier pour la mobilité. D'ici 2035, il est prévu de préparer le développement et l'intégration de la technologie de conversion d'électricité d'origine

⁴ Décret n°2020-456 du 21 avril 2020 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) et son rapport associé pour les périodes 2019-2023 et 2024-2028.

renouvelable en gaz par la réalisation de démonstrateurs de taille suffisante. Il existe aujourd'hui quatre démonstrateurs en France, dont un en construction, et l'objectif est de les multiplier pour arriver progressivement à changer d'échelle, tout en tirant une filière industrielle française.

Certaines zones isolées ont déjà besoin de services de flexibilité et de capacités de stockage des énergies renouvelables pour décarboner leur production énergétique sans déstabiliser leurs systèmes électriques. Les zones non interconnectées pourraient à ce titre constituer un terrain pour des déploiements pilotes, en bénéficiant d'un cadre réglementaire plus propice.

Les coûts en forte baisse des systèmes d'électrolyse permettent d'envisager dès aujourd'hui différents marchés abordés ci-dessous. Le coût de production d'hydrogène par électrolyseur dépend de la technologie utilisée, de la durée d'utilisation et surtout du prix de l'électricité. Ainsi, les électrolyseurs sont capables de produire un hydrogène de 4 à 5 €/kg (soit 100 à 130 €/MWhPCS) pour une durée d'utilisation de l'ordre de 4 000 à 5 000 heures/an et un coût de l'électricité autour de 50 €/MWh. A l'horizon 2030, sur la base d'une industrialisation forte de ces technologies, l'hydrogène produit par électrolyse pourrait coûter de l'ordre de 2,5 et 3,5 €/kg (65 à 90 €/MWhPCS).

L'hydrogène industriel

Le marché mondial de l'hydrogène est aujourd'hui essentiellement un marché industriel : l'hydrogène est un produit utilisé dans l'industrie pétrolière et dans l'industrie chimique. A l'échelle mondiale, le marché de l'hydrogène industriel est estimé aujourd'hui à 60 Mt. En France, il représente environ 1 Mt.

En 2018, le coût de revient de l'hydrogène produit en grande quantité à partir de produits fossiles (vaporeformage du gaz) s'élève entre 1,5 et 2,5 €/kg (soit de l'ordre de 38 à 65 €/MWh) pour des clients industriels consommant de gros volumes (raffineries). Pour certains usages moins intensifs suffisamment stables (verrière, agroalimentaire, métallurgie, électronique) et pour lesquels l'hydrogène est transporté et acheminé par camion – dits « usages industriels diffus » – son coût de revient se situe entre 10 et 20 €/kg (250 à 510 €/MWh) mais, rarement en dessous de 8 €/kg (environ 200 €/MWh). Il y a donc un potentiel de marché accessible dès aujourd'hui, pour de l'hydrogène produit directement sur site par électrolyse.

Un équilibre devra être trouvé entre des usages diffus, pour lesquels le prix actuel est plus élevé mais qui impliquent une industrialisation plus complexe (hétérogénéité des configurations pouvant faire monter les coûts) et des usages plus massifs dont le prix des technologies actuelles est plus important mais qui peuvent permettre de rapidement installer des séries d'électrolyseurs et d'augmenter la puissance. »

	2023	2028
Démonstrateur de puissance <i>power-to-gas</i> (MW)	1 à 10	10 à 100
Taux d'incorporation d'hydrogène décarboné dans l'hydrogène industriel (%)	10%	20 % à 40 %
Véhicules utilitaires légers à hydrogène (nombre)	5000	20 000 à 50 000
Véhicules lourds à hydrogène (nombre)	200	800 à 2 000

Mesures :

- Mettre en place un soutien au développement de l'hydrogène décarboné à hauteur de 50 M€ par an et lancer des appels à projet sur la mobilité et la production d'hydrogène à l'aide d'électrolyseurs ;
- Mettre en place en 2020 d'un système de traçabilité de l'hydrogène décarboné ;
- Prolonger la mesure de sur-amortissement à l'achat de véhicules hydrogène a minima dans les mêmes conditions que pour le GNV (poids lourds > 3,5t) ;
- Mobiliser les institutions financières (financements privés et publics dont CDC, BPI) et standardiser les modèles de cofinancement pour les projets de déploiements d'écosystèmes mutualisant au niveau local différents usages (mobilité, industrie, etc.) dans les territoires ;
- Mener avec tous les acteurs concernés une réflexion sur la simplification et l'harmonisation des procédures d'autorisation et d'homologation des bateaux et des solutions d'avitaillement en hydrogène associées ;
- Poursuivre un soutien à l'innovation, en particulier pour accompagner l'industrialisation et le passage à l'échelle des acteurs français

Objectifs d'augmentation de la consommation d'hydrogène et les mesures pour les atteindre. Source : DGEC, rapport PPE 2019-2023-2028, page 109 (avril 2020).

Le 8 septembre 2020, le gouvernement a présenté sa stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné en France afin d'en accélérer le déploiement, avec une **dotation globale de plus de 7 Md€ jusqu'à l'horizon 2030 dont 2 Md€ intégrés dans le plan de relance.**

1.1.2. L'hydrogène comme moyen de rehausser les objectifs en Europe

L'Union Européenne a préparé une vision ambitieuse de l'intégration de l'hydrogène dans les systèmes énergétiques et dans de nombreux secteurs industriels à travers deux projets de stratégies adoptées par la Commission européenne le 8 juillet 2020, respectivement sur l'intégration du système énergétique⁵ et sur l'hydrogène pour une Europe climatiquement neutre⁶, dont est tiré l'extrait suivant :

« En outre, l'Europe est très compétitive dans le domaine des technologies de l'hydrogène propre et est bien placée pour tirer parti du développement de l'hydrogène propre en tant que vecteur énergétique au niveau mondial. Les investissements cumulés en faveur de l'hydrogène renouvelable en Europe pourraient se situer entre 180 et 470 milliards d'EUR d'ici à 2050, et dans une fourchette de 3 à 18 milliards d'EUR pour l'hydrogène d'origine fossile bas carbone. Associée au leadership de l'UE dans le domaine des technologies liées aux énergies renouvelables, l'émergence d'une chaîne de valeur de l'hydrogène servant à une multitude de secteurs industriels et à d'autres utilisations finales pourrait permettre la création de près d'1 million d'emplois directs ou indirects. Les analystes estiment que l'hydrogène propre pourrait satisfaire 24% de la demande mondiale d'énergie d'ici à 2050, et que les ventes annuelles pourraient représenter environ 630 milliards d'EUR.

Toutefois, en ce qui concerne les coûts, l'hydrogène renouvelable et l'hydrogène bas carbone ne sont pas encore compétitifs par rapport à l'hydrogène d'origine fossile. Pour exploiter toutes les possibilités qu'offre l'hydrogène,

⁵ https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-system-integration/eu-strategy-energy-system-integration_en

⁶ https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-system-integration/hydrogen_en

L'Union européenne doit se doter d'une approche stratégique. L'industrie de l'UE est en train de relever le défi et a élaboré un plan ambitieux pour atteindre une capacité d'électrolyse de 2x40 GW d'ici à 2030. Presque tous les États membres ont inclus des plans en faveur de l'hydrogène propre dans leurs plans nationaux en matière d'énergie et de climat, 26 ont adhéré à l'« initiative sur l'hydrogène » et 14 ont intégré l'hydrogène à leur cadre d'action national pour le déploiement d'une infrastructure pour carburants alternatifs. Certains ont déjà adopté des stratégies nationales ou sont en train de le faire.

[...]

*Tous les acteurs, publics et privés, aux niveaux européen, national et régional, doivent œuvrer ensemble, d'un bout à l'autre de la chaîne de valeur, à la construction d'un écosystème dynamique de l'hydrogène en Europe. Afin de concrétiser l'ambition du pacte vert pour l'Europe, et en s'inspirant de la **nouvelle stratégie industrielle pour l'Europe** et du plan de relance de la Commission, la présente communication expose une vision de la manière dont l'UE peut faire de l'hydrogène propre une solution viable pour décarboner progressivement différents secteurs, en atteignant une capacité installée d'au moins 6 GW d'électrolyseurs pour la production d'hydrogène renouvelable dans l'UE d'ici à 2024, qui passera à 40 GW d'ici à 2030. La présente communication énumère les difficultés à surmonter, recense les leviers que l'UE peut actionner et présente, sous forme de feuille de route, des actions pour les années à venir.*

*Étant donné que les cycles d'investissement dans le secteur de l'énergie propre durent environ 25 ans, c'est maintenant qu'il faut agir. Cette feuille de route stratégique établit un cadre d'action concret dans lequel **l'alliance européenne pour un hydrogène propre** inspirée du succès de l'alliance européenne pour les batteries, initiative favorisant la collaboration de pouvoirs publics, d'entreprises et de la société civile officiellement lancée aujourd'hui, inscrira un programme d'investissement et constituera une réserve de projets concrets. Elle complète la **stratégie pour l'intégration du système énergétique**, présentée en même temps, qui décrit la manière dont les différents axes de travail en cours de la politique énergétique de l'UE, notamment le développement de l'hydrogène, favoriseront un système énergétique intégré neutre pour le climat, reposant sur l'électricité d'origine renouvelable, la circularité et les carburants renouvelables et bas carbone. Ces deux stratégies contribuent à la réalisation des objectifs de développement durable ainsi que des objectifs de l'Accord de Paris. »*

1.1.3. Les Etats-Unis sont également très engagés sur l'hydrogène

Aux Etats-Unis, le Department of Energy (DOE) a défini un concept voisin désigné par H2@Scale qui explore les développements possibles à grande échelle, dans ce pays, de la production et de l'usage d'hydrogène pour assurer la résilience des secteurs de la production d'électricité et de la mobilité, tout en mettant à niveau des secteurs entiers de l'industrie nationale, la compétitivité économique du pays et la création d'emplois. Le concept H2@Scale envisage diverses voies moins carbonées qu'actuellement dont les applications deviendraient matures à l'horizon 2050. Aujourd'hui limitées pour l'essentiel au raffinage du pétrole et aux industries de l'ammoniac (engrais), ces applications pourraient concerner notamment la mobilité (véhicules à pile à combustible), le raffinage des métaux (avec recyclage) ou la production de gaz naturel synthétique, selon le schéma suivant :

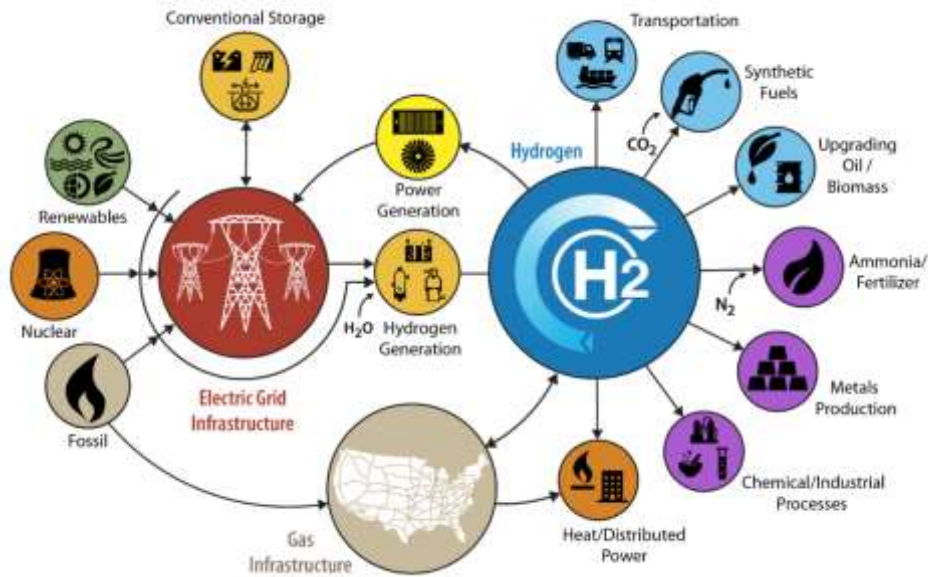
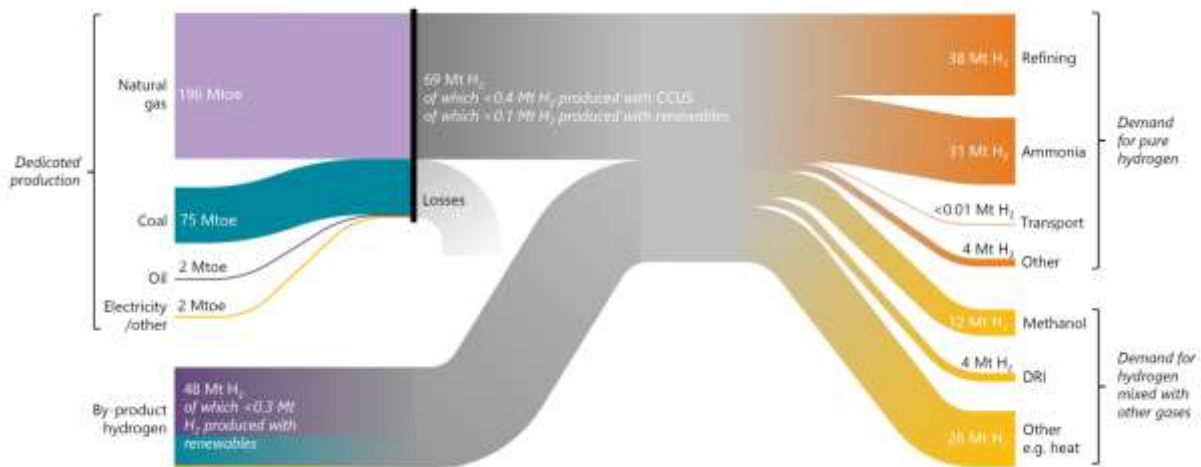


Illustration schématique du concept H2@Scale du DOE pour les États-Unis (source : bibliographie [3]).

1.2 Production d'hydrogène

La production mondiale, en croissance continue depuis 50 ans, avoisine 70 millions de tonnes (Mt) par an en hydrogène pur et environ 40 Mt en mélange avec d'autres gaz.



Production et demande mondiale d'hydrogène. Source : AIE, *The future of hydrogen*, 2019.

Le marché mondial de l'hydrogène est estimé à environ 135 Md\$ en 2018. Parmi les industriels spécialistes, le leader est l'américain Air Product, suivi du français Air Liquide (son chiffre d'affaires « hydrogène » s'élève à environ 2 Mds€ par an) puis de l'allemand Linde.

Dans l'Union Européenne, la capacité totale de production d'hydrogène était fin 2018 d'environ 11,5 Mt par an. En excluant l'hydrogène obtenu en sous-produit du gaz de haut-fourneau, cette capacité s'élève à 9,9 Mt d'hydrogène par an. En Europe, au total 457 sites de production d'hydrogène ont été identifiés comme étant en exploitation à la fin de 2018. L'utilisation moyenne des capacités de production en 2019 était de 84%.

Avec près de 2,5 Mt d'hydrogène par an (21% du total), l'Allemagne possède de loin la plus grande capacité de production d'hydrogène de l'UE, devant les Pays-Bas qui produisent 1,5 Mt par an. Les

autres pays ayant une capacité de production importante d'hydrogène sont la Pologne (1,3 Mt, 11%), l'Italie (0,8 Mt, 7%), la France et l'Espagne (0,7 Mt, 6%) et la Belgique (0,6 Mt, 5%)⁷.



Sites identifiés de production d'hydrogène en Europe répartis en 3 catégories : « captive production facilities » où l'hydrogène est produit sur site à des fins d'auto-consommation, « merchant production facilities » où l'hydrogène est produit à des fins commerciales et sites où la production d'hydrogène est un sous-produit (« by product ») d'autres procédés. Source : Clean hydrogen monitor, 2020. Hydrogen Europe.

Plus de la moitié de la consommation totale d'hydrogène de l'UE en 2018, soit 8,3 Mt, est concentrée dans seulement quatre pays : l'Allemagne (22%), les Pays-Bas (14%), la Pologne (9%) et la Belgique (7%).

1.2.1. Le reformage du gaz, principale source actuelle d'hydrogène, peut être décarboné grâce au CCUS

L'hydrogène est encore aujourd'hui produit à plus de 95% à partir d'énergies fossiles, utilisant 6% de la production mondiale de gaz naturel et 2% de la production mondiale de charbon. L'essentiel de la production d'hydrogène est issue soit du **vapo-reformage⁸ du gaz naturel** (ou d'autres hydrocarbures tels que l'éthanol, le propane ou l'essence), dit **SMR (Steam-Methane Reforming)**, soit, dans une moindre mesure, du procédé **ATR (Autothermal Reforming)⁹**, dans les deux cas dans de grandes installations et en émettant beaucoup de CO₂.

Le méthane utilisé en amont dans ces procédés pour produire de l'hydrogène peut être soit du gaz naturel, et on parle alors d'hydrogène « gris », soit du charbon (dont du lignite) gazéifié et on parle alors d'hydrogène « noir » ou « brun ».

⁷ Ces chiffres s'entendent hors production en tant que produits « dérivés ».

⁸ Procédé de transformation (raffinage) du gaz naturel ou d'hydrocarbures légers en gaz de synthèse, dit « syngas », formé essentiellement d'hydrogène de CO et de CO₂, par réaction avec de la vapeur d'eau sur un catalyseur, à haute température (de l'ordre de 900 °C), selon le principe $\text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO} + 3 \text{H}_2$.

⁹ Production de syngas grâce à une réaction chimique entre, d'une part, du méthane, d'autre part de l'oxygène, du CO₂ ou de la vapeur d'eau.

Pour obtenir de l'hydrogène décarboné, il est nécessaire de recourir au CCUS (captage, stockage et utilisation du carbone), et l'on parle alors d'hydrogène « bleu » ; ce CCUS rajoute un coût de l'ordre de 80 à 100\$ tCO₂¹⁰, ou 50 à 200€ par tCO₂¹¹. Au final, selon diverses études, l'hydrogène produit par SMR avec CCUS revient à environ 2 à 2,5 €/kg en Europe, du fait de prix du gaz plus élevés que dans d'autres régions du monde où le coût peut revenir à 1,5 à 2 €/kg.

A titre d'exemple, une expérimentation est en cours par Air Liquide sur son site de production d'hydrogène de Port-Jérôme-sur-Seine (76) pour développer, avec le soutien des pouvoirs publics, une nouvelle technologie de captage du CO₂ par le froid baptisée « Cryocap ». Le CO₂ ainsi obtenu peut être valorisé à travers différentes applications, principalement pour le site considéré dans le domaine agro-alimentaire (surgélation avec du CO₂ sous forme de glace, carbonatation de boissons gazeuses dont le CO₂ fournit les bulles, etc.).

1.2.2. Hydrogène décarboné produit par électrolyse

Les 5% d'hydrogène non produits à partir d'énergies fossiles sont obtenus principalement comme sous-produits de procédés de production de chlore et de soude dans l'industrie chimique. Seulement 0,1% des 70 Mt d'hydrogène produits par an, au niveau mondial, est obtenu spécifiquement par électrolyse de l'eau, essentiellement pour des procédés industriels nécessitant de l'hydrogène très pur (électronique, polysilicium,...).

L'hydrogène ainsi produit par électrolyse de l'eau est qualifié d'hydrogène « vert » lorsqu'il est produit à partir d'électricité renouvelable (éolien, photovoltaïque, hydraulique ou biomasse) et « jaune » lorsqu'il est produit à partir d'électricité nucléaire (certains acteurs refusant à l'hydrogène produit grâce à de l'électricité nucléaire le qualificatif de « vert », bien qu'il s'agisse d'une production tout autant bas-carbone).

L'électrolyse de l'eau suscite un intérêt croissant pour la production d'hydrogène pour plusieurs raisons :

- Il s'agit d'une production peu émettrice de CO₂ si l'électricité utilisée est bas carbone (nucléaire, renouvelable ou à base d'énergie fossile mais avec CCUS),
- Le prix des électrolyseurs tend à baisser,
- Le coût du stockage de l'électricité par exemple par batterie reste élevé,
- Le développement rapide des EnRi¹² entraîne des « bouffées » aléatoires de courant, souvent déconnectées de la demande et donc disponibles à très bas prix (voire parfois à prix négatifs), pouvant être utilisé dans des électrolyseurs, mais avec des incertitudes sur le modèle économique encore incertain et pris en ciseau entre le prix de l'électricité et les durées d'utilisation.

D'autre part, les technologies « hydrogène » nécessitent des développements encore importants. Les références mondiales sont limitées à quelques unités de grandes tailles. Air Liquide a ainsi mis en service un prototype de 20 MW au Canada en 2019, et envisage d'en faire des répliques.

Selon l'AIE, la production de 1 kg d'hydrogène par électrolyse nécessite environ 50 kWh d'électricité et 9 litres d'eau, ce qui peut être un problème dans les régions arides, à moins d'utiliser de l'eau de mer ce qui nécessite une désalinisation, dans l'état actuel des techniques, et donc des coûts supplémentaires.

Deux technologies d'électrolyseurs se partagent actuellement le marché et une troisième commence à émerger :

¹⁰ Source Commission européenne.

¹¹ Source IFPEN. Dans l'attente de technologies et de contrats matures et publiés, il convient de rester prudent sur les chiffres de coûts et de prix.

¹² ENergies Renouvelables Intermittentes

- les **électrolyseurs alcalins**, technologie la plus répandue et la plus mature (ils existent depuis les années 1920) mais en déclin relatif,
- les **électrolyseurs à membrane échangeuse de protons PEM** (pour *proton exchange membrane*), technologie dont l'usage se développe rapidement,
- les **électrolyseurs à haute température SOEC** (pour *solid oxide electrolyser cell*) dont le développement est encore en cours.

Le coût de production de 1 kg d'hydrogène est la somme de trois composantes soumises à de nombreux facteurs d'incertitude :

- L'amortissement de l'investissement initial (CAPEX), éventuellement diminué d'une subvention ; cet amortissement dépend fortement de la durée d'utilisation de l'équipement (typiquement de 1 000 à 8 000 h par an) ;
- Le prix de l'électricité consommée ;
- Les frais de maintenance diminués éventuellement du coût des externalités environnementales positives, lorsqu'elles sont calculables.

Le coût de production d'hydrogène par électrolyse alcaline fait l'objet de multiples estimations selon la littérature et les projets¹³, comprises **entre 1 et plus de 10 €/kg**. Certains experts estiment que des marges d'amélioration sont possibles en augmentant la taille des équipements alors que d'autres pensent que les coûts sont stabilisés.

L'AIE a publié en 2019 le tableau suivant sur les rendements et CAPEX des trois types d'électrolyseurs à trois horizons temporels, pour aujourd'hui, d'ici 2030 et dans le futur :

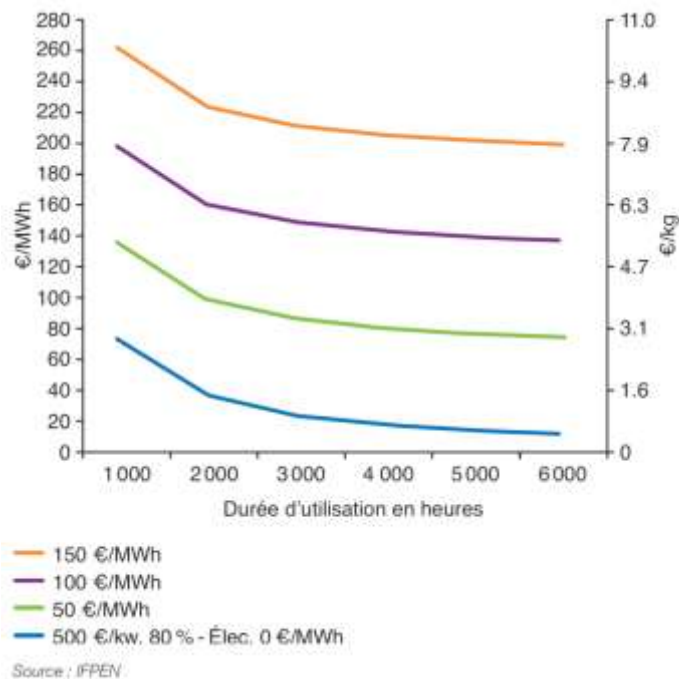
	Alkaline electrolyser			PEM electrolyser			SOEC electrolyser		
	Today	2030	Long term	Today	2030	Long-term	Today	2030	Long term
Electrical efficiency (% LHV)	63–70	65–71	70–80	56–60	63–68	67–74	74–81	77–84	77–90
CAPEX (USD/kW _e)	500	400	200	1 100	650	200	2 800	800	500
	1400	850	700	1 800	1 500	900	5 600	2 800	1 000

Notes: LHV = lower heating value; m²/kW_e = square metre per kilowatt electrical. No projections made for future operating pressure and temperature or load range characteristics. For SOEC, electrical efficiency does not include the energy for steam generation. CAPEX represents system costs, including power electronics, gas conditioning and balance of plant; CAPEX ranges reflect different system sizes and uncertainties in future estimates.

Sources: Buttler and Spliethoff (2018), "Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: a review"; Agora Verkehrswende, Agora Energiewende and Frontier Economics (2018), *The Future Cost of Electricity-Based Synthetic Fuels*; NOW (2018), *Studie IndWEde Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme*; Schmidt et al. (2017), "Future cost and performance of water electrolysis: An expert elicitation study"; FCH JU (2014), *Development of Water Electrolysis in the European Union, Final Report*; Element Energy (2018), "Hydrogen supply chain evidence base".

Le prix de l'hydrogène obtenu par électrolyse varie selon le prix de l'électricité et le taux d'utilisation des équipements. Selon l'IFPEN (bibliographie [7]), pour une production d'hydrogène en base et pour un prix de l'électricité variant entre 100 et 150 €/MWh, le prix de l'hydrogène est évalué entre 5 et 8 €/kg, soit de 140 à 200 €/MWh, comme l'indique le graphique suivant :

¹³ A titre d'illustration, le prix d'un « plein » de voiture à hydrogène disposant d'un réservoir de 5 kg permettant une autonomie de l'ordre de 500 km, revient à environ 60 € dans une station-service équipée, soit 12 €/kg.



Coût de production de l'hydrogène en fonction du prix de l'électricité (électrolyseur à 500 €/kW). Source : IFPEN.

1.3 Usages de l'hydrogène dans l'industrie

Dans l'industrie, l'usage actuel principal de l'hydrogène est non énergétique, en tant qu'intrant « matière » d'un process, même si quelques usages énergétiques existent pour produire de la chaleur ou, marginalement, de l'électricité.

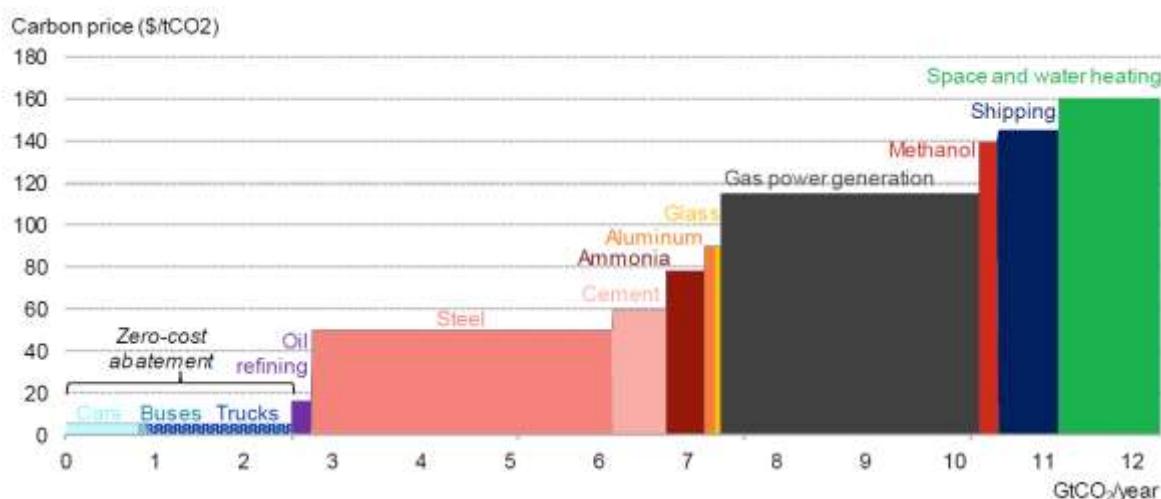
Dans la chimie, la plus grande part de la demande d'hydrogène dans l'Union Européenne, dont le total en 2018 est estimé à 8,3 Mt par an, soit 327 TWh_{PCS}, provient des raffineries, à hauteur de 45%, soit 3,7 Mt. En deuxième position on trouve l'industrie de l'ammoniac avec 34% (2,8 Mt) de la demande, puis la chimie, avec environ 12%, principalement pour la production de méthanol.

L'hydrogène est utilisé dans les raffineries pour :

- convertir et « nettoyer » (désulfurer) les produits pétroliers (hydrotraitement du naphta, hydrodésulfuration des coupes gazole), par exemple pour extraire le soufre des carburants automobiles ;
- convertir des distillats lourds de pétrole en « coupes » légères (hydrocraquage).

En chimie, l'hydrogène est utilisé comme intrant de la production d'ammoniac (lui-même étant la base des engrais azotés et des explosifs) ainsi que de méthanol (en partie pour des usages énergétiques et, surtout, comme base de la chimie organique) (bibliographie [5]).

Les nouvelles applications d'hydrogène « propre » ou bas carbone, par exemple pour la mobilité, ne représentent pour l'instant qu'une infime partie du marché de l'hydrogène (moins de 0,1% en 2018).



Source: BloombergNEF. Note: sectoral emissions based on 2018 figures, abatement costs for renewable hydrogen delivered at \$1/kg to large users, \$4/kg to road vehicles. Aluminum emissions for alumina production and aluminum recycling only. Cement emissions for process heat only. Refinery emissions from hydrogen production only. Road transport and heating demand emissions are for the segment that is unlikely to be met by electrification only, assumed to be 50% of space and water heating, 25% of light-duty vehicles, 50% of medium-duty trucks, 30% of buses and 75% of heavy-duty trucks.

Coût marginal de réduction d'émission de CO₂ en utilisant de l'hydrogène à un prix de 1 \$/kg, par secteur, à l'horizon 2050. Source : BNEF (bibliographie [8]).

Par électrolyse haute température, le CEA Liten a annoncé avoir atteint un rendement de 90% (3,5 kWh/Nm³ H₂) ; 1 kg d'hydrogène par électrolyse alcaline nécessite environ 50 kWh d'électricité selon l'AIE. Ainsi, il faudrait entre 40 TWh et 50 TWh d'électricité par an, soit de 8% à 10% de la consommation électrique française, pour substituer le million de tonnes d'hydrogène gris consommé en France par l'industrie chimique par de l'hydrogène vert. Cela illustre le défi à relever avant d'assurer la neutralité carbone par cette voie.

Dans la sidérurgie, l'hydrogène pourrait permettre d'éviter de recourir au charbon utilisé pour la réduction des oxydes de fer contenus dans le minerai de fer afin d'obtenir du fer pur dans un haut-fourneau conformément à la formule chimique $\text{FeO} + \text{C} \rightarrow \text{Fe} + \text{CO}$. Selon l'AIE, sans faire de gros investissements aux hauts-fourneaux existants, l'ajout d'hydrogène permettrait d'économiser jusqu'à 35% de gaz naturel. Plusieurs aciéristes envisagent un tel ajout comme étape intermédiaire avant de s'engager sur une voie de réduction directe du fer par l'hydrogène seul.

Diverses technologies sont expérimentées, sans que pour l'instant elles permettent de se passer totalement d'énergies fossiles (charbon ou gaz). En 2019, ThyssenKrupp a inauguré l'injection d'hydrogène dans un haut-fourneau de son site de Duisbourg, en Allemagne. La même année, ArcelorMittal a annoncé un partenariat avec l'américain Midrex Technologies afin de tester à l'échelle d'un démonstrateur, à Hambourg, toujours en Allemagne, la production d'acier par réduction directe du minerai de fer à l'hydrogène. En Suède, le sidérurgiste SSAB a lancé le projet Hybrit dès 2016, avec l'objectif d'une usine zéro-carbone en 2026.

À Maizières-lès-Metz (57), ArcelorMittal met en œuvre une unité pilote, dans le cadre du projet Siderwin lancé en 2017, de production de plaques de fer pur par électrolyse du minerai de fer. Les plaques produites seraient ensuite fondues dans des fours électriques, comme le sont aujourd'hui les ferrailles issues du recyclage. Toutefois la production industrielle n'est pas attendue avant 2040.

Si la totalité de l'acier produit en France actuellement par la filière fonte (environ 10 Mt/an) utilisait de l'hydrogène vert, la consommation d'électricité pour réduire le minerai de fer serait d'environ 35 TWh/an (voir annexe 6), soit environ 7% de la consommation électrique française actuelle.

Outre la métallurgie, l'hydrogène est actuellement utilisé dans l'industrie chimique et le raffinage, l'industrie du verre et l'électronique (fabrication de composants) et l'usage d'hydrogène bas-carbone trouvera son intérêt dès que le prix du carbone atteindra un niveau suffisant ou que les prix de revient de l'hydrogène baisseront, éventuellement grâce à un soutien public.

Au-delà de ces secteurs, l'examen des feuilles de route de décarbonation des filières ne fait pas apparaître d'enthousiasme à court terme des industriels français pour développer l'usage de l'hydrogène, mais il peut prendre du sens à moyen et long terme pour des procédés difficiles à électrifier et à convertir à la biomasse (par exemple le biogaz). L'industrie cimentière fait partie des secteurs où des applications pourraient se développer.

A des fins de décarbonation, l'hydrogène vert ne peut donc pas être la seule solution, ni pour la sidérurgie, ni comme substitution de l'hydrogène gris dans la chimie, sauf à investir très lourdement dans des installations de production d'électricité.

1.4 Recommandations sectorielles

Les présentes recommandations sont complémentaires aux mesures envisagées dans la stratégie nationale sur l'hydrogène et à celles de différents rapports, tels que celui de l'Académie des technologies, en ce qu'elles visent à développer une industrie compétitive de production d'hydrogène ou d'utilisation dans des secteurs autres que l'industrie, notamment les transports lourds.

Recommandation sectorielle n°1 : La stratégie nationale « hydrogène », dotée de 7 Md€, reconnaît que l'industrie est de loin le premier consommateur d'hydrogène en France et se fixe comme objectif que cet hydrogène soit décarboné. A cet effet, elle prévoit que, dès lors qu'une offre compétitive d'électrolyseurs sera disponible, différents mécanismes (réglementation, fiscalité...) se mettront en place progressivement tels que :

- Mécanisme pour soutenir les projets de verdissement de l'hydrogène dans le secteur du raffinage,
- Mise en place d'un mécanisme de garanties d'origine permettant de valoriser l'hydrogène décarboné par rapport à l'hydrogène produit à partir de combustibles fossiles,
- Elaboration d'un dispositif de soutien de type « complément de rémunération » déjà mis en place pour les EnRi¹⁴ qui apportera un soutien à l'investissement et au fonctionnement après appels d'offres.

Néanmoins, cette démarche ne paraît pas suffisamment proactive pour inciter les industriels à intégrer l'hydrogène comme moyen de décarboner leurs procédés, au-delà des actuels consommateurs d'hydrogène. Il est donc recommandé à l'ADEME de réaliser dès que possible une étude prospective des nouvelles technologies utilisant de l'hydrogène ainsi que des entreprises les plus pertinentes pour les utiliser, puis de lancer des appels à projets permettant aux industriels de se les approprier dès lors que leur coût à la tonne de CO₂ évitée ne sera pas trop élevé par rapport à d'autres solutions de décarbonation (électrification, efficacité énergétique, économie circulaire, etc.).

Recommandation sectorielle n°2 : En accord avec l'Académie des technologies, la mission estime qu'il est anormal de ne pas reconnaître au niveau européen l'intérêt de l'électricité nucléaire comme intrant de l'électrolyse pour produire de l'hydrogène bas-carbone. La qualification d'hydrogène « vert », et les

¹⁴ Energies renouvelables intermittentes (éolien, photovoltaïque).

avantages qui lui sont concédés, devraient être élargis à l'ensemble des technologies bas-carbone de production d'hydrogène, que ce soit par électrolyse avec de l'électricité bas-carbone (renouvelable ou nucléaire) ou par reformage avec CCUS.

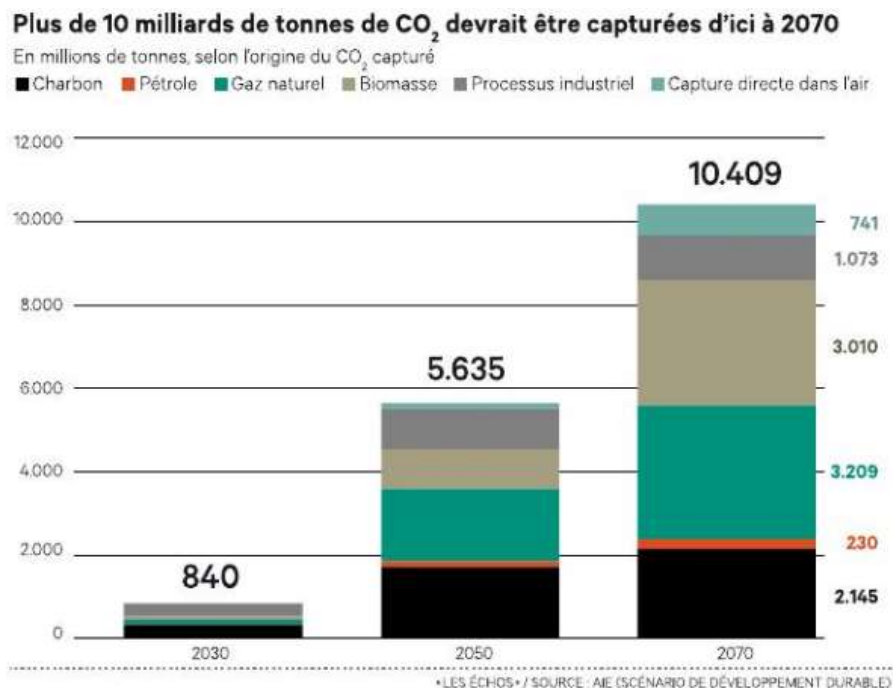
Recommandation sectorielle n°3 : Les usages industriels diffus d'hydrogène obtenu par électrolyse devraient pouvoir trouver un modèle économique dès lors que les besoins des entreprises concernées ne seraient pas trop élevés et que des mesures de soutien à l'électrolyse auront été adoptées. La DGE devrait lancer une action de promotion de ces usages (appels d'offres, soutien à des démonstrateurs, ...), en lien avec tous les Comités stratégiques de filières du Conseil national de l'industrie, puisque l'ensemble des secteurs industriels sont potentiellement concernés.

2 LE CAPTAGE, LE STOCKAGE ET L'UTILISATION DU GAZ CARBONIQUE

2.1 Des perspectives de captage, de stockage et d'utilisation du CO₂ ambitieuses dans le monde, plus modestes en France

Pour pouvoir être stocké sur le long terme dans des structures géologiques (voir §1.4), ou pour être valorisé dans l'agroalimentaire, dans la récupération assistée du pétrole, dans la chimie, ou dans les bétons, notamment (voir §1.5), ou pour permettre des émissions négatives de CO₂ (voir §1.6), le gaz carbonique doit d'abord être capté, et séparé des gaz où il se trouve (voir §1.2), ce qui est d'autant plus facile qu'il y est concentré, puis transporté par camions, bateaux, ou pipelines (voir §1.3).

Pour permettre la neutralité carbone en 2070 (voir ci-dessous), l'AIE prévoit une augmentation très significative des capacités annuelles de captage et de stockage de CO₂.



Titre : prévisions de l'AIE en matière de captage de CO₂

Source : Les Echos s'appuyant sur le scénario développement durable de l'AIE

Le Global CCS Institute et Total ont des estimations de CCUS¹⁵ en 2030 de 165 Mt/an dans le monde, ce qui reste bien supérieur à la quantité de CCUS en 2020 (35 Mt).

Pour la France, la DGEC¹⁶ estime que le rôle du captage et stockage du CO₂ (CCS) sera essentiellement limité à la réduction des émissions résiduelles des procédés industriels et à la génération d'émissions négatives liées à la combustion de biomasse : le CCS ne devrait pas concerner les émissions de CO₂ dues aux énergies fossiles en France. Sur un potentiel de 40 à 50 Mt CO_{2eq} par an en 2050, environ 15 Mt CO_{2eq} devraient être effectivement stockés par an à cette date car il ne sera pas possible d'équiper tous les sites¹⁷. Dans certains de ses scénarii, l'ADEME fait les mêmes estimations avec une répartition des 15 Mt CO_{2eq} : 10 Mt/an pour les émissions de CO₂ dues à la combustion de la biomasse, et 5 Mt/an pour celles dues aux procédés industriels. Les évaluations françaises de CCS résultant de la

¹⁵ Captage, stockage, utilisation de CO₂

¹⁶ The French long term strategy and the role of CCS, Joseph HAJJAR, DGEC

¹⁷ La SNBC envisage à l'horizon 2050 des « puits de carbone » d'environ 100 MtCO_{2eq}

biomasse et des procédés industriels représentent environ 1 pour mille de celles de l'AIE, alors que la France émet environ 1% des GES mondiaux. Cela peut sembler peu, mais l'électricité française est déjà très décarbonée et les sites de stockages géologiques en développement en Europe sont peu nombreux et en mer du Nord, donc d'accès coûteux depuis la France (voir §1.4).

Les comités stratégiques des filières « mines-métallurgie » et « ciment » prévoient des besoins de CCS en 2050 (8,2 Mt/an) supérieurs aux prévisions de la DGEC (5 Mt/an), même si l'ordre de grandeur reste comparable :

Besoins de CCS en Mt CO ₂	2030	2050
Métallurgie	1	2,6 (par extrapolation)
Ciment	NC	5,6
Total	1	8,2

Titre : Prévisions de CCS par les filières en Mt de CO₂
Source : Mission

2.2 Des technologies de captage aux maturités différentes, et à adapter à chaque filière industrielle

Il existe trois types de procédés pour séparer le CO₂ des autres constituants des fumées (vapeur d'eau, dioxyde d'azote...):

- la post-combustion : la séparation du CO₂ s'effectue en sortie de l'installation industrielle par des procédés comme l'absorption dans des solvants (souvent des amines), l'absorption sur des solides, la diffusion à travers des membranes, ou la distillation cryogénique. L'absorption chimique est la technique pour laquelle il existe le plus d'expériences opérationnelles, notamment dans le secteur de la production pétrolière, où elle est mise en œuvre depuis plusieurs dizaines d'années pour séparer le CO₂, l'H₂S, etc, des gaz hydrocarbonés. Elle est largement utilisée dans les installations industrielles de captage de CO₂, notamment deux très grands projets (Boundary Dam, et Petronova). Des projets de captage de CO₂ sont en cours en France : l'IFPEN développe un projet de démonstrateur d'un procédé innovant de captage de CO₂ d'origine industrielle par post-combustion, 3D (DMX™ Demonstration in Dunkirk) avec onze partenaires dont Arcelor Mittal, Axens, et Total, et le soutien de la Commission européenne (voir encadré ci-dessous), Air Liquide développe une nouvelle technologie de captage du CO₂ par le froid baptisée CRYOCAP™ sur son site de production d'hydrogène de Port-Jérôme-sur-Seine (76) avec le soutien des pouvoirs publics (capacité de captage annuelle de 100 000 tonnes de CO₂), EDF et ALSTOM, avec le soutien de l'ADEME, ont réalisé en 2014 un démonstrateur de recherche de captage de CO₂ implanté sur la centrale EDF du Havre, grâce à la technologie Advanced Amines Process (AAP) développée par Alstom-DOW Chemical.

- la précombustion : le combustible est combiné avec de la vapeur ou de l'oxygène pour produire un gaz de synthèse, composé de CO, et d'H₂. La réaction du CO avec de la vapeur conduit à une production supplémentaire d'H₂ et convertit le CO en CO₂. En séparant le CO₂ du mélange gazeux à haute pression, on obtient un gaz adapté à la génération d'énergie. La gazéification du charbon et le reformage du gaz sont toutes deux des technologies matures.

- l'oxycombustion : l'oxygène destiné à la combustion est séparé de l'azote dans l'air par distillation cryogénique, par séparation membranaire ou par Chemical Looping (apport d'oxygène sous forme d'oxyde métallique). La combustion réalisée avec de l'oxygène presque pur produit un gaz de combustion constitué presque uniquement de CO₂ et de vapeur d'eau, dont la séparation par condensation est facile.

Le procédé IFPEN DMX™

L'IFPEN développe un projet de démonstrateur d'un procédé innovant de captage de CO₂ d'origine industrielle par post-combustion, 3D¹⁸ (DMX™ Demonstration in Dunkirk) avec onze partenaires dont Arcelor Mittal, Axens, et Total. Le projet dispose d'un budget de 19,3 M€ sur 4 ans, dont 14,8 M€ de subventions de l'Union européenne. Il vise un triple objectif :

a) Démontrer l'efficacité du procédé DMX™ à l'échelle du pilote industriel. Le pilote, conçu par Axens, sera construit à partir de 2020 sur le site sidérurgique ArcelorMittal de Dunkerque et sera capable, dès 2021, de capter 0,5 tonne par heure de CO₂ issu du gaz sidérurgique. Le procédé DMX™, procédé breveté issu de la recherche IFPEN et qui sera commercialisé par Axens, utilise un solvant qui réduit de près de 35 % la consommation d'énergie du captage par rapport au procédé de référence. En utilisant, en complément, la chaleur produite sur le site, le coût du captage sera réduit de moitié, à moins de 30 euros par tonne de CO₂.

b) Préparer la mise en place d'une première unité industrielle sur le site ArcelorMittal de Dunkerque, qui pourrait être opérationnelle à partir de 2025 pour produire de l'acier « vert ». Elle devrait capter plus de 125 tonnes de CO₂ par heure, soit plus d'un million de tonnes de CO₂ par an.

c) Concevoir le futur pôle européen de Dunkerque - Mer du Nord, qui pourrait capter, conditionner, transporter et stocker 10 millions de tonnes de CO₂ par an et verrait le jour à horizon 2035. Ce pôle s'appuierait sur les infrastructures de conditionnement et de transport pour le stockage du CO₂ en Mer du Nord mises en place via d'autres projets comme celui de Northern Lights.

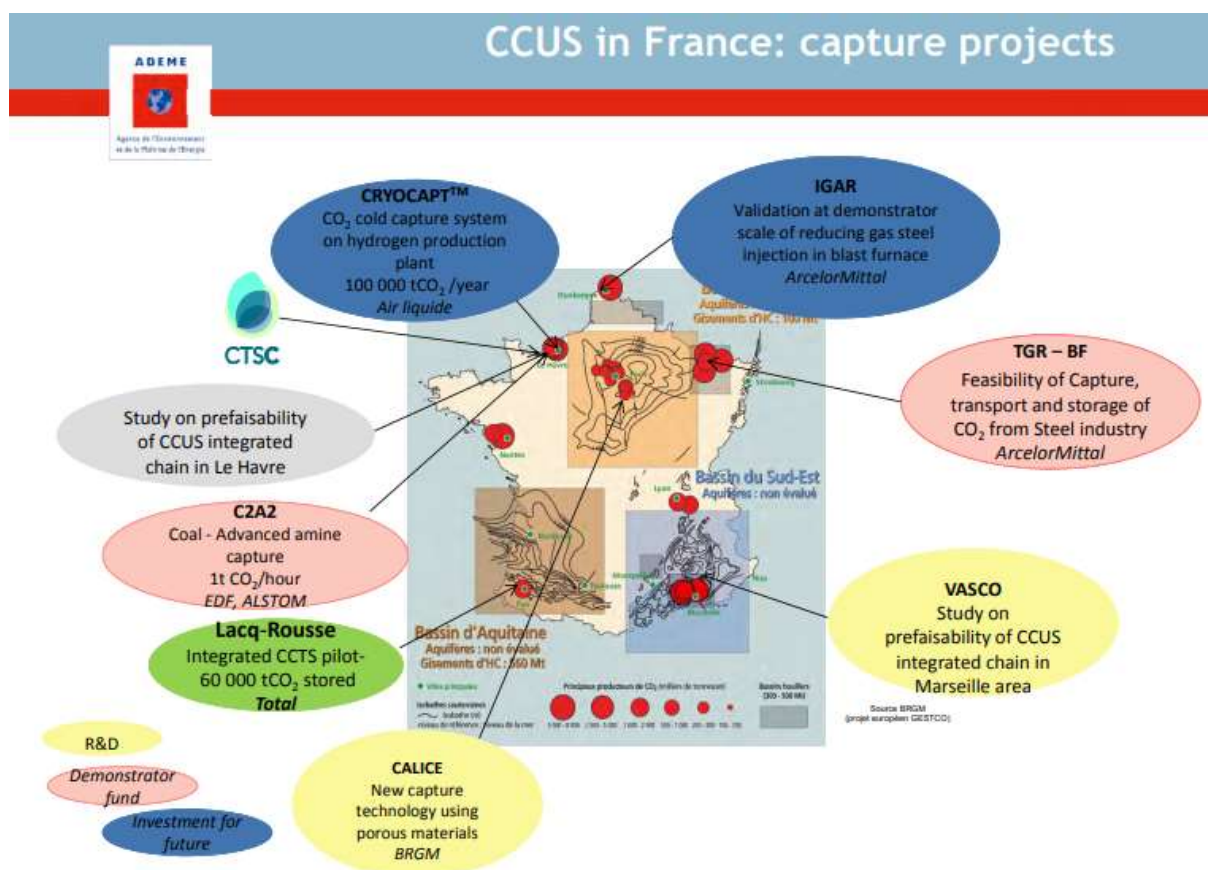
Source : IFPEN

Selon l'IFPEN, le coût du captage de CO₂ représente de 65 à 75% du coût total du CCS, lui-même estimé entre 50 et 200€/t¹⁹ de CO₂, selon les cas. Plusieurs projets de captage de CO₂ sont menés en France (voir ci-dessous). Le captage de CO₂ dans l'air, ou Direct Air Capture (DAC), fait l'objet de travaux de R&D de TRL²⁰ bas ; en effet, la faible concentration du CO₂ dans l'atmosphère est un obstacle majeur à l'élaboration d'un modèle économique viable.

¹⁸ Source IFPEN

¹⁹ Total estime ce coût entre 100 et 250 €/tonne de CO₂

²⁰ Technology readiness level



2.3 Le transport de CO₂ : des technologies bien maîtrisées pour un nouveau concept de « hub »

Les technologies de transport du CO₂ sont bien maîtrisées que ce soit par pipeline, bateau, train ou camion. Il existe toutefois des enjeux en matière de financement des infrastructures et des connexions des différents sites, d'optimisation de la logistique, de réduction des coûts, de sécurité et de réglementation.

En Europe, et dans d'autres pays, notamment aux Etats-Unis, la conception des projets de CCS a considérablement changé, passant de systèmes où une source d'émissions a sa propre organisation de transport et de stockage de CO₂ à des « hubs and clusters » qui offriront des solutions de transport et de stockage à plusieurs installations industrielles. Ces réseaux permettront des économies d'échelles potentielles. Différentes solutions de transport (pipelines, bateaux, camions, trains) offriront une flexibilité, une résilience, et une accessibilité à différentes sources industrielles de CO₂ (voir §1.4).

L'industrie sidérurgique, avec de fortes concentrations dans les fumées, est bien adaptée au CCS, au moins pour les installations situées près des ports. La filière ciment est moins préparée au CCS que la sidérurgie : la fumée peut difficilement être traitée par des solvants chimiques, et les cimenteries se trouvent sur tout le territoire français, comme le sont les industries agroalimentaires. L'industrie chimique est en bonne partie constituée de petites installations dispersées, avec des difficultés pour organiser le transport du CO₂.

Les coûts de transport représentent du 10 à 15 % du captage et stockage de CO₂, c'est-à-dire entre 5 €/tonne de CO₂ (par pipeline) et 30 ou 50 €/t de CO₂ (par bateaux ou par camions), selon la distance,

la quantité de CO₂ transportée, et la localisation du site de stockage (en mer/à terre). Le transport par pipeline du CO₂, en général à une pression telle que le CO₂ soit liquide, nécessite une surveillance continue et des travaux d'adaptation des pipelines de gaz naturel pour éviter fissurations et corrosions... Des bateaux environ sept fois plus gros que les méthaniers actuels sont en cours de conception.

Des contraintes réglementaires devront cependant être levées. Ainsi, l'article 6 du Protocole de Londres de 1996 sur la « Prévention de la pollution marine par l'immersion des déchets et autres matières » interdit de fait le transport transfrontière du CO₂, considéré comme un déchet, pour son stockage géologique. Un amendement du 30/10/2009 permet de résoudre cette question, mais il nécessite la ratification par les 2/3 des membres ; lors d'une réunion le 14/10/2019, les signataires du Protocole de Londres ont décidé de permettre une application « temporaire dans certaines circonstances » de cet amendement dès maintenant. Concernant le « European Union Emissions Trading Scheme » (EU-ETS), des amendements permettent d'inclure la capture, le transport, et le stockage géologique de CO₂ dans son champ d'application : ces installations ne sont pas tenues de restituer des quotas d'émissions pour le CO₂ capté puis transporté par pipeline et stocké, et peuvent bénéficier des prix du carbone ETS. Mais les installations qui transportent le CO₂ par bateaux, camions, ou trains devraient continuer à payer pour ces quantités.

Des évolutions réglementaires sont donc encore nécessaires : pérennité de l'amendement de 2009 du Protocole de Londres par la ratification des 2/3 des parties, et extension à tous les types de transport des dispositions européennes prises pour les pipelines.

2.4 Le stockage géologique : peu de sites exploités, mais une technologie connue

Le CO₂ peut être stocké sous forme de gaz comprimé à la pression de la structure géologique de stockage, ou sous forme supercritique. Dans ce dernier cas, le CO₂ est plus dense que l'eau et peut se minéraliser, ce qui est favorable à la sécurité.

2.4.1 Les structures géologiques de stockage

Il existe deux types de structures qui peuvent accueillir à long terme de grandes quantités de CO₂ dans le sous-sol :

- les réservoirs d'hydrocarbures déplétés, ou en cours d'exploitation. Le CO₂ injecté dans ces réservoirs peut permettre une production additionnelle de pétrole, en mobilisant les hydrocarbures piégés : la récupération assistée du pétrole à l'aide de CO₂ est mise en œuvre depuis plus de 50 ans. Il s'agit aussi d'une forme de stockage, puisque l'essentiel du CO₂ est retenu dans le réservoir.

- les aquifères salins profonds. Le CO₂, injecté sous forme supercritique plus lourd que l'eau salée, se minéralise en grande partie, et sinon se dissout dans l'eau. Mais comme les aquifères salins profonds n'ont pas été exploités par l'industrie pétrolière, des investissements très élevés sont nécessaires, sauf exception (comme Northern Lights dont l'aquifère salin est sous un gisement d'hydrocarbures), pour caractériser leur structure géologique, pour vérifier que le toit de l'aquifère est étanche et permet de stocker le CO₂ de manière pérenne²¹, et pour réaliser les infrastructures nécessaires (puits, conduites, installations de surface...). En Europe, le stockage offshore est privilégié (Northern Lights, Endurance... voir ci-dessous), pour montrer que cette technologie est maîtrisée, compte tenu des réserves de la société civile, et malgré le coût plus élevé (30 €/t de CO₂ stocké pour Northern Lights) que le stockage à terre. Il est nécessaire d'obtenir un permis pour stocker en aquifère profond sur le fondement de la directive européenne du 23 avril 2009 relative au stockage géologique de CO₂.

²¹ Un site doit rester actif entre 20 et 40 ans après sa fermeture pour s'assurer du bon comportement du stockage.

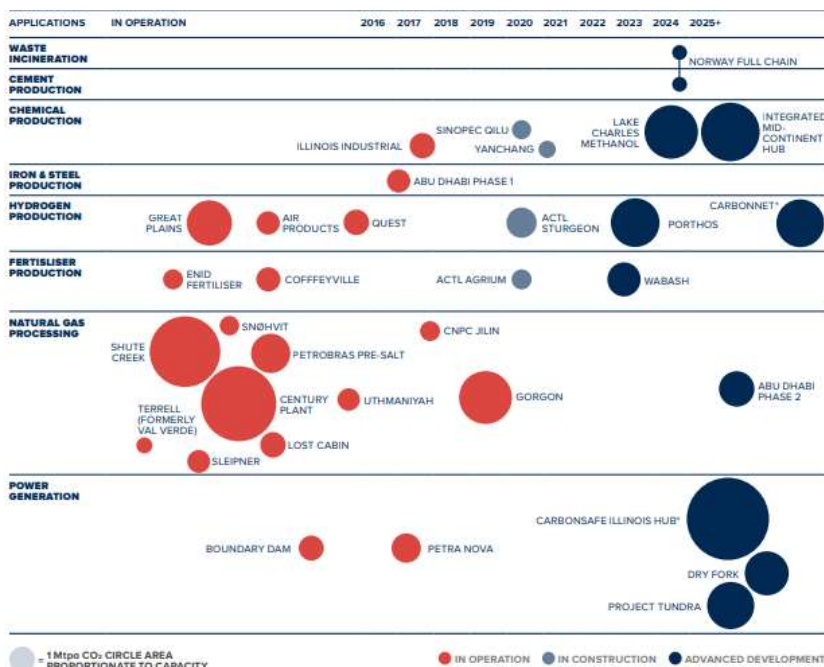
Sur le site de Sleipner (aquifère salin profond au large de la Norvège), environ 1 Mt de CO₂ sont stockées chaque année depuis 1996, suite à une taxe imposée par les pouvoirs publics norvégiens sur le CO₂ qui est coproduit avec le gaz naturel, extrait d'une couche sédimentaire plus profonde, et qui était rejeté à l'atmosphère : Equinor a préféré capter et stocker le CO₂ pour un coût inférieur à la taxe ; l'Union Européenne a soutenu financièrement ce projet.

En 2019, 51 sites²² de CCS de grandes dimensions existent dans le monde : 19 en opérations, 4 en construction (ces 23 sites ont une capacité de stockage d'environ 40 Mt de CO₂/an), 10 en développement avancé, et 18 en pré-développement. En 2019, plus de 25 Mt de CO₂ ont été stockées par CCS²³.



Titres : les grands projets de CCS dans le monde
Source : IFPEN sur la base Global Status of CCS 2019, Targeting climate change.

Le tableau ci-dessous indique les applications, dont la principale est actuellement le traitement du gaz naturel (comme c'est le cas de Sleipner).



Titre : Applications des sites de CCS de grandes dimensions dans les secteurs industriels et énergétiques
Source : Global status of CCS 2019, targeting climate change, page 19

²² Les 15 « hubs » cités plus bas sont une partie des 51 sites, dont beaucoup sont « mono-utilisateur ».

²³ Source : Global Status of CCS report 2019, Targeting climate change

Sur les 19 installations en opération, cinq stockent plus de 7 Mt/an dans des aquifères salins profonds. Ces chiffres, bien qu'en progression, sont très faibles par rapport aux prévisions de l'AIE (840 Mt/an en 2030, 5 635/an Mt en 2050). Il faudrait dans le monde, d'ici à 2050, au moins 3 000 sites comme Sleipner, bien plus que la cinquantaine en opération ou en projet : il faudrait mettre en service 30 à 60 sites chaque année d'ici 2050 (dont environ un quart en Europe).

Le tableau ci-dessous présente une quinzaine de projets de « hubs and clusters » en développement dont un tiers en Europe pour une capacité globale de stockage entre 23 et 40 Mt/an, et un tiers aux Etats-Unis et Canada, pour une capacité de stockage entre 13,7 et 119 Mt/an : ces « hubs and clusters » sont des sites de stockages commerciaux, ouverts aux entreprises émettrices de CO₂. Il faut noter l'absence de projet en France malgré l'étendue de ses structures sédimentaires.

« Hubs and clusters »	Pays	Type de transport	Capacité de stockage annuelle en Mt	Type de stockage
Northern Lights	Norvège	Pipe, bateaux	0,8-5	Aquifère salin profond
ZERO CARBON HUMBER	Grande-Bretagne	pipe	18,3	Récupération assistée du pétrole
NET ZERO TEESSIDE	Grande-Bretagne	Pipe, bateaux	0,8-6	Aquifère salin profond
Porthos	Pays-Bas	Pipe, bateaux, camions	2-5	Réservoirs déplétés de pétrole et de gaz
Athos	Pays-Bas	Pipe, bateaux	1-6	Réservoirs déplétés de pétrole et de gaz
Alberta Carbon Trunk Line (ACTL)	Canada	pipe	1,7-14,6	Récupération assistée du pétrole
NORTH DAKOTA CARBONSAFE	USA	pipe	3-17	Plusieurs options
GULF OF MEXICO CCUS HUB	USA	pipe	3,6-35	Récupération assistée du pétrole
INTEGRATED MIDCONTINENT STACKED CARBON STORAGE HUB	USA	pipe	1,9-19,4	Plusieurs options
WABASH CARBONSAFE	USA	-	1,5-18	Plusieurs options
CARBONSAFE ILLINOIS MACON COUNTY	USA	pipe	2-15	Plusieurs options
PETROBRAS SANTOS BASIN CCS CLUSTER	Brésil	Injection directe	3	Récupération assistée du pétrole
ABU DHABI CLUSTER	Emirats Arabes Unis	pipe	2,7-5	Récupération assistée du pétrole
CarbonNet	Australie	pipe	2-5	Aquifère salin profond
XINJIANG JUNGGAR BASIN CCS HUB	Chine	Pipe, bateaux	0,2-3	Récupération assistée du pétrole

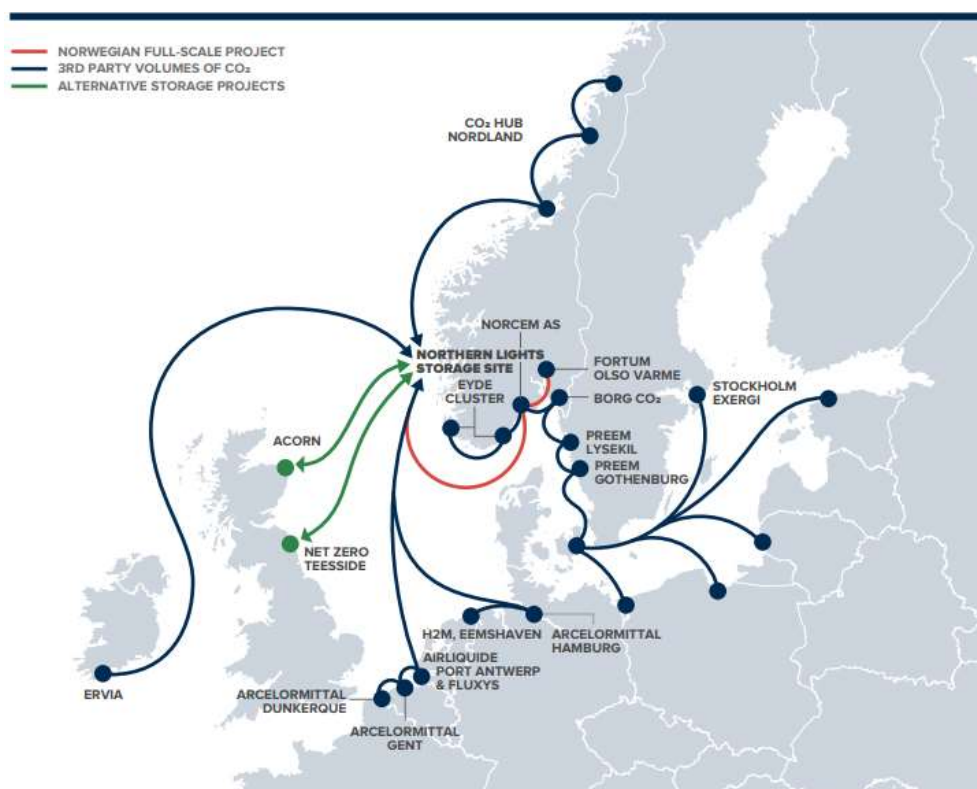
Titre : Les « hubs and clusters » en développement significatif en 2019

Source : Global Status of CCS 2019, Targeting climate change

Northern Lights associe Equinor (opérateur), **Total** et Shell, pour stocker du CO₂ dans l'aquifère salin de Sleipner, en Mer du Nord, grâce à un financement de 80% du projet de 800 M\$ par le gouvernement norvégien, dans le cadre d'un ambitieux programme Longship²⁴ de 3 Mds\$ annoncé fin 2020 : 0,7 Mt de stockage annuel de CO₂ seront proposés commercialement, en phase 1, pour un démarrage en 2024, puis 5 Mt/an environ en phase 2. Le 26 octobre 2020, BP a annoncé la création du consortium Northern Endurance Partnership avec Shell, Equinor, Eni, **Total** et National Grid, pour opérer les projets de neutralité carbone Nord Zero Net Teesside et Zero Carbon Humber (Grande-Bretagne), en stockant le CO₂ dans l'aquifère salin Endurance en Mer du Nord. **Total** a aussi l'intention de transformer un champ gazier néerlandais en stockage souterrain de CO₂ (projet Aramis).

Les projets néerlandais, britanniques et norvégiens ont l'avantage de pouvoir s'appuyer sur des infrastructures pétrolières et gazières de Mer du Nord en fin de la production d'hydrocarbures. Plusieurs régions préparent des « hubs » de CCS en Europe : les Pays-Bas sur les ports de Rotterdam et d'Amsterdam, la Belgique sur le port d'Anvers, la Grande-Bretagne sur Humber, Acorn et Teesside (voir ci-dessus). Un projet multi-partenaires ALIGN CCUS vise à transformer six régions européennes (Teesside et Grangemouth en Grande-Bretagne; Rotterdam aux Pays-Bas; Rhénanie du Nord-Westphalie en Allemagne; Groenland en Norvège; Oltenia en Roumanie) en des centres bas-carbone d'ici 2025.

Le cas du projet de Northern Lights illustre bien la diversité des sources de CO₂ et le rôle du transport par pipelines et par bateaux pour acheminer le CO₂ de diverses cités européennes (notamment de Dunkerque²⁵). Ce « hub » norvégien sera relié à deux autres projets de CCS britanniques : Net Zero Teesside (voir plus haut), et Acorn.



Titre : sources potentielles de CO₂ pour le projet Northern Lights

Source : Global Status of CCS 2019, Targeting climate change

²⁴ Longship – Carbon capture and storage, Meld. St. 33 (2019–2020) Report to the Storting (white paper), Norwegian Ministry of Petroleum and Energy

²⁵ Sans compter l'acheminement éventuel par camion jusqu'à Dunkerque.

2.4.2 Les enjeux économiques et fiscaux

Le contexte a été plus favorable aux Etats-Unis qu'en Europe grâce à un crédit d'impôt inscrit dans la loi qui rentabilise les projets avec 35 \$/t CO₂ pour la récupération assistée et 50 \$/t CO₂ pour le stockage en aquifère salin profond. Néanmoins, l'Europe est en tête qu'il s'agisse de la transcription dans la loi d'objectifs d'émissions de CO₂, de taxe carbone et d'ETS, et a un potentiel de développement important.

CIBLER LES ZONES À INCITATIONS ÉCONOMIQUES TAXE CARBONE, ETS, OBJECTIFS NET ZERO

L'Europe, en tête du peloton



Source : Total

Selon Total, la mer du Nord devrait devenir une importante zone de stockage de CO₂, car les pays riverains de la mer du Nord représentent 50% des émissions de CO₂ européennes.

Le coût du captage, transport et stockage de CO₂ est actuellement entre 50 et 200 €/tonne²⁶ : 65 à 75 % pour le captage, 10 à 15 % pour le transport et 10 à 20 % pour le stockage, alors que le prix d'échange des quotas d'émission EU-ETS est de l'ordre de 20 €/tonne. Le coût dépend des structures géologiques (profondeur, localisation - notamment en mer), des infrastructures à développer, des quantités de CO₂ stockées etc. Ces coûts pourraient baisser par une massification des infrastructures, et par des solutions de captage plus économes (membranes....).



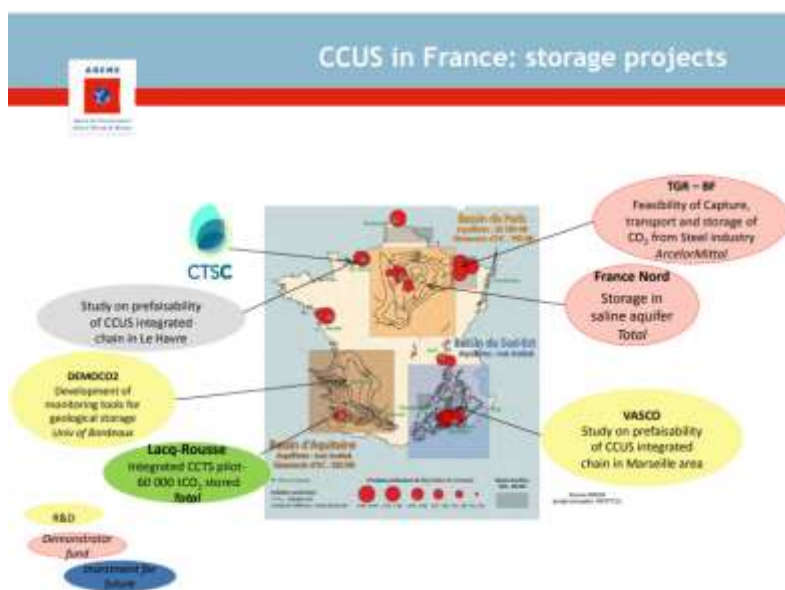
Titre : Coût du captage et stockage de CO₂
Source : IFPEN

²⁶ Entre 100 et 250 €/t selon Total.

Selon Total, le financement pourrait être assuré par les taxes carbone/ETS (30 €/t), des subventions européennes (par exemple le « Pacte vert »), des compléments nationaux, et une contribution des industries utilisatrices. Ainsi, la Norvège a donné son feu vert au financement public de Northern Lights (Les Echos du 15/12/2020).

2.4.3 Les projets français

Le réseau des plateformes ECCSEL (European Carbon Dioxide Capture and Storage Laboratory Infrastructure), créé à l'initiative de la Norvège en 2016, permet un échange d'expériences entre 54 plateformes expérimentales sur le captage, le transport et le stockage de CO₂. La France, qui fait partie des pays fondateurs, compte six partenaires (BRGM, ANDRA, EDF, IFPEN, INERIS, Total) qui opèrent 6 plateformes.

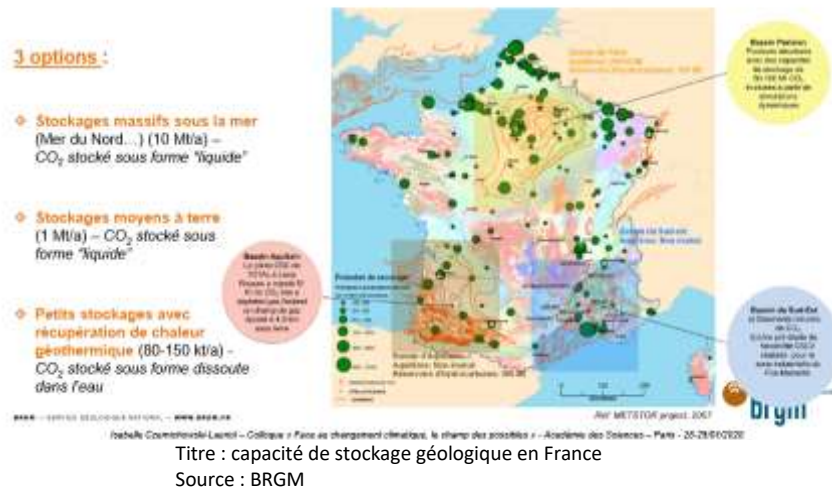


Titre : projets de stockage français
Source : ADEME

La France bénéficie d'une communauté structurée au sein du Club CO₂, avec des acteurs industriels et des organismes reconnus au plan international. Le pilote industriel de Lacq opéré par Total de 2010 à 2013 a prouvé très tôt la faisabilité d'une chaîne intégrée de captage, transport et stockage de CO₂ en France. L'ADEME et l'ANR financent des projets de R&D depuis 2001 et 2005 respectivement.

La France possède d'importants bassins sédimentaires propices au stockage de CO₂ pour un total d'environ 27 Gt de stockage potentiel de CO₂ (soit environ 300 ans d'émissions industrielles françaises de CO₂ au rythme actuel, émissions qui doivent diminuer drastiquement selon la SNBC), dans des aquifères salins profonds (Trias et Dogger du bassin parisien, bassin aquitain, et bassin du Sud-Est), ou dans des gisements déplétés (bassin parisien notamment), ou éventuellement dans des couches de charbon (nord-est de la France).

Potentiel de développement du stockage géologique de CO₂ en France



Les structures géologiques citées plus haut sont à terre, ce qui rend leur utilisation comme stockage de CO₂ improbable à moyen terme, compte tenu de la difficulté qu'il y aurait à convaincre les populations concernées. Une solution pourrait être de reconvertir des sites de stockage de gaz naturel en stockage de CO₂ compte-tenu de la baisse prévue de consommation de gaz naturel, ou d'explorer le domaine maritime français mal connu (l'Atlantique semble offrir le plus grand potentiel).

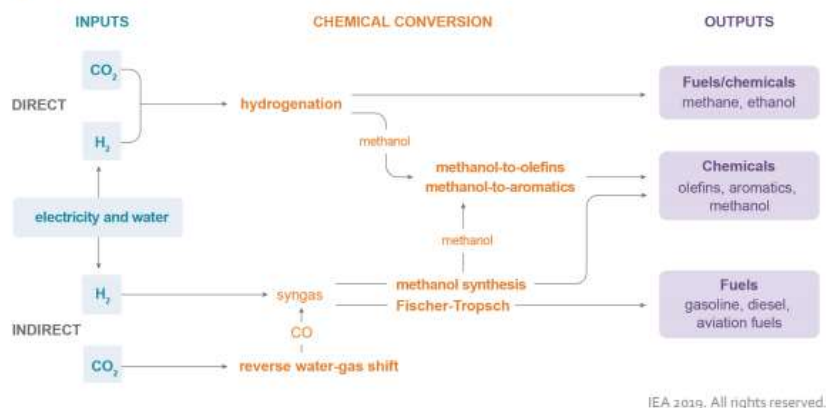
2.5 La valorisation du CO₂ comme complément, mais pas comme alternative au stockage de CO₂

Un rapport de l'AIE²⁷ montre que 230 Mt de CO₂ par an sont utilisées dans le monde (sur 33 Mds de tonnes émises en 2019 selon l'AIE, soit 0,7 %) essentiellement pour des engrais (130 Mt/an de CO₂), notamment pour la fabrication d'urée, et aussi pour la récupération assistée du pétrole (70 à 80 Mt/an). D'autres applications commerciales utilisent du CO₂ (20 Mt/an) : production alimentaire (dont les boissons gazeuses), fabrication de métaux, réfrigération, stimulation de la croissance des plantes dans des serres...

L'AIE identifie cinq produits clefs qui pourraient représenter un marché initial de 10 Mt de CO₂/an pour chacun d'entre eux :

- des carburants fabriqués à partir de CO₂ comme le méthane, le méthanol, le gaz de synthèse (mélange de CO, de CO₂ et d'hydrogène) peuvent être produits par combinaison avec de l'hydrogène : ils peuvent se révéler intéressants, notamment pour l'aviation, en substitution à de l'hydrogène pur. Des entreprises ont déjà réalisé des démonstrateurs et des pilotes. Les coûts estimés de production sont de 2 à 7 fois supérieurs à ceux constatés pour leurs équivalents à partir de carburants fossiles.

²⁷ AIE 2019 Putting CO₂ to use

Figure 5. Mature conversion route for CO₂-derived fuels and chemical intermediates

CO₂ can be used to produce fuels and chemical intermediates through several conversion routes but require significant energy input.

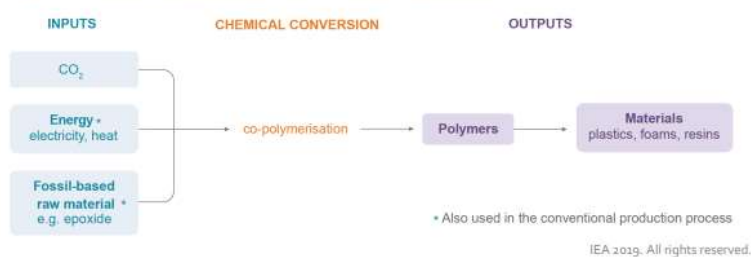
Titre : Modes de conversion matures pour des carburants et des produits chimiques à partir de CO₂

Source : AIE 2019 Putting CO₂ to use

Dans le cadre du projet européen ALIGN-CCU, un pilote de fabrication de méthanol à partir de CO₂ et d'hydrogène va être réalisé sur le centre d'innovation de RWE à Niederaussen. L'université d'Aix-la-Chapelle RWTH et FEV GmbH vont optimiser et tester un système d'injection permettant d'utiliser ce type de carburant. Le projet Jupiter 1000 à Fos-sur-mer compte valoriser le CO₂ en méthane couplée à la production d'hydrogène par électrolyse.

2. des produits chimiques à partir de CO₂ peuvent être élaborés à partir du méthanol : oléfines, polymères, aromatiques...

La fabrication de polycarbonates à partir de CO₂ semble pouvoir être dès maintenant compétitive sur le marché, en raison de la faible quantité d'énergie requise, et de sa valeur marchande élevée. A Taiwan, Chemei Asia produit ainsi 150 000 tonnes de polycarbonates par an.

Figure 6. Mature conversion pathway for CO₂-derived polymers

CO₂ can be converted into polymers that can be used in a wide variety of products.

Titre : Modes de conversion matures pour des polymères à partir de CO₂

Source : AIE 2019 Putting CO₂ to use

3. le ciment est un puits potentiel de CO₂ en raison de la présence de silicates de calcium qui peuvent réagir avec le CO₂ pour former des carbonates de calcium. Le procédé consiste à faire durcir le ciment, l'eau et les granulats mélangés dans du béton frais par exposition à un gaz riche en CO₂ (par exemple, un gaz résiduaire des flux captés dans les cimenteries). Le béton qui en résulte (CO₂ – cured concrete) peut avoir des performances supérieures au béton classique, des coûts de fabrication plus bas, et une empreinte carbone plus faible. Deux entreprises nord-américaines, CarbonCure et Solidia Technologies, sont leaders dans ce domaine.

Un autre procédé consiste à accélérer la carbonatation naturelle des bétons qui est un processus très lent. Les granulats recyclés, notamment les parties fines, incorporent de la portlandite et des silicates

hydratés qui peuvent être carbonatés plus rapidement que le béton dans les structures. Le but du projet français FastCarb²⁸, qui a démarré en 2018, est de stocker le CO₂ dans les granulats (ou les fines) de béton recyclés de manière accélérée, d'améliorer la qualité de ces granulats par le colmatage de la porosité et de diminuer finalement l'impact CO₂ du béton dans les structures.

4. des matériaux de construction peuvent être fabriqués à partir de CO₂ et de déchets (scories de fer, cendres volantes de charbon, résidus de bauxite...).

Le projet français Carboval vise à utiliser la minéralisation de scories de nickel par CO₂ comme matériau de construction.

5. l'augmentation du rendement des cultures grâce au CO₂ (production d'algues, cultures sous serres...) peut être significative, jusqu'à 25 à 30 %. Les Pays-Bas sont leaders dans ce domaine, avec une consommation de 5 à 6 Mt de CO₂/an.

La société nazairienne Algosource Technologies doit installer sur une cimenterie de Vicat différents systèmes de cultures de microalgues, dans le cadre du projet Cimentalgue (financé par l'ADEME et la région Pays de la Loire, en partenariat avec Vicat et Total).

Le programme de recherche Vasco 2, à Fos, cherche à valider des procédés de production de microalgues et de biocarburants par valorisation de fumées industrielles.

L'AIE estime que l'utilisation de CO₂ devrait représenter en 2060 entre 250 Mt CO₂/an, et 878 Mt CO₂/an (cette valeur étant atteinte si le stockage du CO₂ est limité à 10 Gt CO₂ en cumulé). La masse de CO₂ utilisée à l'échelle mondiale ne devrait donc représenter que quelques pourcents de celle stockée dans des structures géologiques.

2.6 La bioénergie avec captage et stockage de CO₂

La bioénergie avec captage et stockage de CO₂ (BECCS) peut se résumer ainsi :

- La biomasse tire le CO₂ de l'atmosphère par photosynthèse pendant que les plantes poussent.
- La matière première de la biomasse est dérivée de produits résiduels (par exemple, les déchets de la canne à sucre) ou de cultures énergétiques spécialisées (par exemple, les espèces d'arbres à croissance rapide comme les saules) plantées uniquement comme matière première. La biomasse est brûlée, ou convertie en biocarburant en utilisant des processus de fermentation.
- Le CO₂, produit pendant la combustion ou la conversion, est ensuite capturé et stocké.

Au total, les émissions totales de CO₂ sur la chaîne complète sont comptabilisées comme négatives, si le volume de CO₂ stocké est supérieur à celui du CO₂ émis lors de la production, du transport, de la conversion et de l'utilisation de la biomasse.

Actuellement, cinq installations dans le monde utilisent les technologies BECCS. Ensemble, ces installations captent environ 1,5 million de tonnes de CO₂ par an :

La seule installation à grande échelle de BECCS est celle de l'Illinois, qui capte jusqu'à 1 million de tonnes par an de CO₂. Propriété d'Archer Daniels Midland, cette installation produit de l'éthanol à partir de maïs dans son usine de Decatur, produisant du CO₂ dans le cadre du processus de fermentation. Le CO₂ produit est envoyé dans un site de stockage géologique dédié situé en profondeur sous l'installation.

²⁸ Carbonatation accélérée de granulats de béton recyclé

Les quatre autres installations BECCS en fonctionnement aujourd'hui sont des usines de production d'éthanol à petite échelle, utilisant la plupart du CO₂ pour la récupération assistée du pétrole :

- Kansas Arkalon (États-Unis) : 200 000 t/an de CO₂ sont comprimées et acheminées par pipeline d'une usine d'éthanol du Kansas vers les unités pétrolières Booker et Farnsworth au Texas pour la récupération assistée du pétrole.

- Bonanza CCS (États-Unis) : 100 000 t/an de CO₂ sont comprimées et acheminées par pipeline d'une usine d'éthanol du Kansas vers le champ pétrolier voisin de Stewart pour la récupération assistée du pétrole.

- Husky Energy CO₂ Injection (Canada) : 250 tonnes de CO₂ par jour sont comprimées et transportées par camion depuis une usine d'éthanol en Saskatchewan vers les champs de Lashburn et Tangleflagsoil pour la récupération assistée du pétrole.

- Farnsworth (États-Unis) : Plus de 600 000 tonnes de CO₂ ont été comprimées à partir d'une usine d'éthanol (Kansas) et d'une usine d'engrais (Texas) et acheminées par pipeline au champ pétrolier de Farnsworth pour la récupération assistée du pétrole. L'injection a maintenant cessé dans le cadre de la phase de développement des partenariats DOE/NETL SouthWest, mais la surveillance du CO₂ injecté est actuellement en cours dans le cadre d'une opération de récupération assistée des hydrocarbures.

Trois autres projets de BECCS sont en cours de développement :

- la centrale électrique de Mikawa (Japon) : Rénovation d'une centrale électrique de 49 mégawatts à Omuta (préfecture de Fukuoka) pour qu'elle accepte 100 % de biomasse avec une installation de captage du CO₂. L'objectif est maintenant d'identifier un site de stockage offshore sécurisé.

- la centrale électrique de Drax (Royaume-Uni) : Projet pilote de production d'électricité à partir de la biomasse dans le North Yorkshire. Cette installation sera reliée au « hub » de CCS, pour un déploiement en 2028-2035 afin de générer 16 Mt d'émissions négatives par an.

- en Norvège, intégration du BECCS dans la valorisation énergétique des déchets (Klemetsrud, avec le captage de 400 000 tpa de CO₂) et d'une cimenterie (Forcem). Les deux usines enverront leur CO₂ vers un site de stockage multi-utilisateurs en mer du Nord (Northern Lights sans doute).

Plusieurs installations de bioénergie importantes utilisent le CO₂ pour les cultures dans des serres.

En France, le projet FEDER d'Artenay, d'une raffinerie de sucre, dans le Loiret d'une capacité 45 000 tonnes/an, ne semble pas avoir eu de suite.

L'AIE estime que le BECCS permettra près de 3,3 Gt d'émissions négatives de CO₂ en 2100, et nécessitera l'exploitation de 300 à 700 millions d'hectares de cultures. Le coût du CO₂ évité varie entre 15 et 400 \$/tonne, selon la technologie, la moins chère étant la voie éthanol, qui fait déjà l'objet de déploiements industriels dans des zones propices (accès à des sites de stockage, notamment).

2.7 Conclusions et recommandations sectorielles

L'industrie française, grâce à l'IFPEN, Axens, Total, Air Liquide, notamment, dispose de toutes les compétences nécessaires pour capter efficacement le CO₂ émis par des installations industrielles (voir l'exemple ci-dessus de DMXTM). La France, comme l'Allemagne, n'a pas la chance de disposer dans son domaine maritime métropolitain de gisements de pétrole ou de gaz offshore analogues à ceux de la Norvège, de la Grande-Bretagne, ou dans une moindre mesure des Pays-Bas : l'absence d'infrastructures pétrolières en mer, la moindre connaissance de ses bassins sédimentaires offshore sont des handicaps concurrentiels majeurs face à l'offre de stockage de CO₂ de la Norvège, de la Grande-Bretagne, ou des Pays-Bas. Les industriels doivent donc, à moyen terme, chercher à utiliser les « hubs » de stockage qui seront mis en place dans ces pays comme Northern Lights, Humber (uniquement accessible par pipe), et Teeside, auxquels participe Total (projet Endurance). Les usines émettrices de CO₂ qui seront les plus faciles à connecter à ces « hubs » seront celles qui sont situées dans des ports (ou à proximité immédiate), comme Dunkerque et Le Havre. Néanmoins, la capacité maximale totale de

stockage de ces trois « hubs » (entre 20 et 40 Mt de CO₂/an) ne suffira pas pour stocker les besoins prévus de 15 Mt/an à l'horizon 2050, ni même les 10 Mt/an du seul projet 3D à Dunkerque à horizon 2030, compte-tenu des autres utilisateurs européens, notamment britanniques, norvégiens, allemands, néerlandais, belges, suédois, danois, qui disposent aussi d'un accès maritime à la mer du Nord.

En matière d'utilisation du CO₂, les applications agro-alimentaires semblent potentiellement les plus fécondes en France, à l'instar des pratiques néerlandaises.

Le surcoût lié au CCUS pour les industriels peut être évalué au minimum à 50-100 €/tonne de CO₂. Le captage, et stockage de CO₂ de 15 Mt/an à l'horizon de 2050 coûterait ainsi au moins 750 M€/an. Pour ne pas pénaliser la compétitivité des entreprises qui y recourront, la puissance publique devrait en financer l'essentiel. Des mécanismes de financement doivent être dès maintenant examinés.

La prévision de la DGEC de 10 Mt/an de BECCS en 2050 apparaît d'autant plus élevée qu'il y a peu de projets de bio-énergie à proximité du Havre ou de Dunkerque, à l'exception notamment de la reconversion à la biomasse de la centrale thermique au charbon d'EdF (600 MW, soit potentiellement environ 5 Mt CO₂ émis par an), sur le site du Havre.

La mission émet donc les recommandations suivantes :

- examiner la faisabilité d'un site de stockage géologique de CO₂ sur le domaine maritime français, à proximité des côtes, pour minimiser les coûts ;
- envisager la reconversion de sites de stockage de gaz naturel en stockage de CO₂ compte-tenu de la baisse prévue de consommation de gaz naturel. Cette reconversion ne suffira pas, bien entendu, à satisfaire tous les besoins, puisque les stockages souterrains de gaz naturel ont une « contenance » de 11 Mds de m³N, soit 10 Mt de CO₂, environ ;
- améliorer la communication auprès du public sur les aspects de sécurité pour entraîner l'adhésion des politiques et d'une majorité de la population ;
- envisager un dispositif public de garantie de prix du carbone (*contract for difference*) ou de soutien public à la tonne de CO₂ captée et stockée (environ 0,5 Md €/an à l'horizon 2050), qui pourrait être financé par les ressources de la taxe carbone ;
- encourager la révision de l'article 6 du Protocole de Londres, et de l'European Union Emissions Trading Scheme pour permettre les échanges transfrontaliers de CO₂ ;
- assurer la traçabilité du CO₂ pour assurer une économie « bas carbone » efficace et pour créer la confiance des parties prenantes ;
- soutenir les projets de R&D et de démonstration d'une part de captage de CO₂ pour en faire baisser le coût, et d'autre part d'utilisation du CO₂ dans le secteur agro-alimentaire.

3 UTILISATION DE LA BIOMASSE COMME ENERGIE POUR LA DECARBONATION

Lorsque l'on consulte les industriels, la biomasse est unanimement reconnue comme une solution énergétique vertueuse du point de vue du réchauffement climatique. Tout le monde veut pouvoir utiliser la biomasse comme source énergétique.

Cet engouement est lié à la neutralité carbone conventionnelle de la biomasse. Le carbone des combustibles est considéré comme issu de la captation du dioxyde de carbone de l'air, et le cycle constituant à le rejeter dans l'air est considéré comme neutre. Seules les émissions de carbone liées à la production du combustible et son transport sont prises en compte dans les bilans.

On ne doit cependant pas négliger ni le caractère fini de ces ressources, ni les risques de modification des usages des sols liés aux cultures énergétiques. Les controverses les plus célèbres sont liées à la déforestation pour produire de l'huile de palme ou de l'éthanol de canne à sucre au Brésil, ou à la transformation de prairies en champs pour produire du maïs à méthaniser en Allemagne. A l'extrême, le charbon comme le pétrole sont de la biomasse fossilisée. Plus rationnellement, le bouclage du cycle du carbone devrait impliquer la partie de la boucle du cycle correspondant au temps passé entre l'émission du CO₂ dans l'air lors de la combustion, jusqu'à son recaptage par les plantes.

3.1 Les cultures énergétiques

Certaines cultures peuvent avoir explicitement un objectif énergétique. C'est le cas des biocarburants de différentes générations. La première génération, la seule vraiment utilisée aujourd'hui pour les transports est constituée soit d'alcool utilisé comme carburant, soit d'huile végétale transformée utilisée comme combustible, huile de colza ou surtout huile de palme. Du fait de leurs coûts, ceux-ci sont uniquement utilisés pour les transports.

Biogaz et biométhane

La seconde source énergétique issue de la biomasse dans l'industrie est le gaz issu de la méthanisation biogaz contenant 40% de CO₂ avant purification ou biométhane une fois purifié. Les quantités de biométhane injectée sur le réseau sont encore faibles en Europe. Le gaz en question est donc essentiellement du biogaz issu de déchets de process (mélasse de l'industrie sucrière, déchets d'abattoirs...) utilisé en autoconsommation dans l'industrie agroalimentaire. Le sujet est traité dans le volet lié à l'industrie agroalimentaire (annexe 7).

La mission recommande d'apporter un soutien spécifique à l'usage de biogaz en autoconsommation sans épuration du CO₂.

3.2 L'usage de la biomasse bois²⁹ dans l'industrie.

Historiquement, le bois a été la source d'énergie principale pour l'ensemble des usages y compris industriels jusqu'à la fin d'une première période de la révolution industrielle quand dans les années 1820 a émergé le charbon. L'usage du bois énergie s'est ensuite maintenu pour le chauffage jusqu'à s'effondrer dans la première moitié du 20^{ème} siècle au profit du charbon et du fioul. Face à la politique actuelle de retour au bois énergie, cette situation historique doit redevenir un point de référence.

Sous l'ancien régime, cette utilisation intensive a induit de façon récurrente des conflits d'usage du bois. Les politiques d'exploitation hésitaient entre usages locaux comme bois de chauffe, usages comme bois d'œuvre ou énergie industrielle ; exploitation à court terme en taillis ou à long terme en bois d'œuvre. Il faut s'attendre à ce que le renouveau de l'utilisation de l'énergie bois ramène des problématiques historiques oubliées depuis près de deux siècles.

La programmation Pluriannuelle de l'Énergie comporte un volet bois sous forme de biomasse solide, qui représente 78 % de la chaleur renouvelable. Elle fixe une priorité d'usage du bois pour les réseaux de chaleur et les usages industriels. Mais elle ne fixe pas d'objectif pour le bois énergie dans l'industrie.

Dans la Stratégie Nationale de Mobilisation de la Biomasse³⁰ du 26 février 2018, l'usage de la biomasse forestière vient en premier et montre un certain dynamisme. Le tonnage total consommé dans les chaufferies de plus de 100 tep est passé de plus de 1 million de tonnes à plus de 3,5 millions de tonnes de plaquettes forestières entre 2013 et 2016.

3.2.1 Disponibilité de la ressource bois énergie

Les dernières évaluations de la disponibilité en bois sur le territoire français ont été calculées sur les 15,9 millions d'hectares de forêts de 2011. Elle compare le scénario de sylviculture constante et une gestion plus dynamique basée sur les pratiques les plus intensives durables constatées.

Du point de vue technicoéconomique, elle étudie la viabilité d'exploitation des bois d'œuvre (BO), des Bois Industriels et Énergie (BIBE) et menu bois (MB). Les principales conclusions sont une sous exploitation du bois d'œuvre, et une indisponibilité économique du menu bois exploité seul.

Il semble donc important que la filière amont modifie ses pratiques d'exploitation des bois à destination de l'usage énergie pour mieux valoriser les menus bois.

La disponibilité technico-économique de Bois d'Œuvre Potentiel (BO-P) et de Bois Industrie Bois Énergie Potentiel (BIBE-P) cumulés croît au fil du temps : à l'horizon 2031- 2035 elle atteindrait 55,7 Mm³ /an (dont 27,1 Mm³ /an de BIBE-P) avec le scénario de sylviculture constante (+16% par rapport à la récolte actuelle) et 68 Mm³ /an (dont 33,6 Mm³ /an de BIBE-P) avec le scénario de gestion dynamique progressif soit +41% par rapport à la récolte actuelle. **L'essentielle du gisement disponible repose sur les forêts privées, notamment les plus petites ne disposant pas d'un plan simple de gestion,** +5,2 Mm³ /an en 2031-2035 avec le scénario de sylviculture constante et jusqu'à +11,8 Mm³ /an avec le scénario de sylviculture dynamique progressif soit 60 % du total national. Le Programme National de la Forêt et du Bois de 2016 (PNFB) vise une telle mobilisation supplémentaire de 12 Mm³ à l'échéance 2026. Cette évolution de ce type ramènerait la France à un taux de mobilisation de la biomasse bois plus proche des autres pays européens comme l'Allemagne ou l'Italie.

La Stratégie Nationale de Mobilisation de la Biomasse insiste sur la nécessité de mieux structurer l'exploitation forestière. Elle souligne néanmoins qu'au prix actuel, l'équilibre économique est difficile à atteindre pour les exploitants de forêts, notamment du fait de l'augmentation des coûts salariaux.

Du point de vue de la demande, la consommation française de bois d'œuvre est atone voire en crise. Cependant la politique maintenue d'investissement et de soutien dans des chaufferies bois dynamise le marché du Bois Énergie.

30 <https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/Strat%C3%A9gie%20Nationale%20de%20Mobilisation%20de%20la%20Biomasse.pdf>

3.2.2 Les soutiens publics au Bois Energie

De fait, l'ADEME, l'ONF et la filière ont un rôle important dans le développement de l'usage du bois. L'essentiel des soutiens passent par le fonds chaleur³¹ de l'ADEME qu'un fonds de fonctionnement pour l'usage de la biomasse renforcera avec le plan de relance. Le fonds chaleur en 2019 a mobilisé 295 M€. Mais parmi les 94 réseaux de chaleur soutenus, la part allant à l'industrie est faible. En termes d'énergie, le soutien profite à 40 % à la biomasse, 30 % à la méthanisation, 10 % aux Unités d'Incinération d'Ordures Ménagères et 7 % à la géothermie. Lorsque l'on analyse plutôt les projets de recherche de l'AAP GRAINE, Gérer, produire et valoriser les biomasses, dont l'ADEME publie soigneusement les bilans³², on constate que le fonds chaleur a soutenu 163 installations Biomasse Chaleur industrie Agriculture tertiaire jusqu'en 2017, mais la part des projets industriels est restée faible par rapport aux installations de chauffage.

En innovation, avant 2015, sur les 18 projets liés à la biomasse sur installations de grandes tailles, aucun projet n'était spécifique à l'usage du bois-énergie dans l'industrie, 6 portaient sur l'amélioration des chaudières de grande capacité. Les soutiens sur le bois sont limités, 4 projets sur l'AAP de 2019, et là encore on ne trouve que peu de projets industriels.

Il est vrai que si pour les particuliers les tarifs du bois semblent avantageux par rapport aux autres énergies, pour les industriels aux consommations récurrentes les tarifs du gaz sont plus avantageux.

Dans le collectif, les chaufferies biomasse présentent un coût de production entre 64 et 110 €/MWh ; alors qu'avec la biomasse industrielle, les coûts de production sont situés entre 48 et 73 €/MWh³³. C'est aussi un des témoignages de Dalkia, gestionnaire de nombreux réseaux de chaleur. Les approvisionnements doivent par ailleurs être locaux (moins de 100 km est le chiffre généralement donné) pour être positifs du point de vue des gaz à effet de serre.

En termes d'équilibre des prix et des coûts, de positionnement économique, le bois énergie est dans une situation tendue. Là où le prix du gaz industriel, hors gazo-intensif, est de l'ordre de 36,6 € du MWh, les prix payés pour le bois énergie est de l'ordre de 30 €/t en bord de route, 45 à 60€ la stère pour des bûches. Mais le coût de broyage en plaquettes est non négligeable (20€ la tonne) et la qualité du bois dépend de son séchage, ce qui induit des coûts supplémentaires de stockage³⁴. Au final, le prix du bois sous forme de plaquettes utilisables comme énergie par l'industrie s'élève à 50 à 60€ la tonne, soit sur la base d'un PCI de 4000 kWh/t (produit sec) soit 12,5 à 15 euros le MWh. Le bilan de l'ADEME coût des énergies renouvelables et de récupération³⁵ donne ensuite le coût moyen pour le client final du combustible bois de 22 à 36 € par MWh. Il s'y ajoute 5 à 13 € de CAPEX, et 6 à 11€ d'Opex, pour un coût total de 33 à 60€ du MWh. La filière chimie estime elle que le prix du MWh chaleur issu du bois est plus cher que le gaz de 30€ par MWh et 22€/MWh en cas d'utilisation d'une installation de cogénération ; les mécanismes allemands, belges ou espagnol de soutien à la cogénération gaz conduisent à des coûts du MWh chaleur encore moitié moins chers.

31 <https://www.fnccr.asso.fr/article/enr-thermiques-et-reseaux-de-chaleur-bilan-2019-du-fonds-chaleur/>

32 Bilan 2008-2015 [ademe biomasse energie et produits biosources web.pdf](#) ; [BILAN FONDS CHALEUR 2018 Mise en page 1 \(ademe.fr\)](#)

33 Source Etude ADEME « coûts des énergies renouvelables » Edition 2016.

34 <https://cibe.fr/prix-du-bois-energie/>

35 <https://www.ademe.fr/couts-energies-renouvelables-recuperation-france>

Dans plusieurs pays européens (Royaume-Uni, Pays-Bas...), cette situation, couplée avec un appétit politique pour les énergies renouvelables, conduit à des politiques massives de soutien à la consommation de bois énergie, plus d'un milliards d'euros au Royaume-Uni ou aux Pays-Bas.

3.2.3 Les besoins industriels de bois énergie

Le catalogue de 54 exemples d'installations biomasse en entreprise publié par l'ADEME en 2018 confirme que le bois peut être utilisé de manière transversale dans de nombreuses industries : dans l'agroalimentaire, mais aussi dans la mécanique avec des installations sur des sites de Michelin, de SKF, Turbomeca etc.

Sur la base des économies de CO₂ des projets de feuilles de route sectorielles du CNI, la mission a évalué les besoins en énergie des filières en biomasse aux horizons 2030 et 2050 :

- Le comité stratégique de filière « Industries pour la construction » prévoit que *l'augmentation de la part de biomasse dans les combustibles devrait permettre d'économiser 0,25 Mt CO₂eq à l'horizon 2030 et 0,75 Mt CO₂eq à l'horizon 2050*. On considère par convention que les bois de récupération n'émettent pas de CO₂.

En 2017, l'industrie « cimentière » a émis 17,5 Mt CO₂eq, pour une production de 17 Mt de ciment. On peut estimer que la fabrication d'une tonne de ciment émet en moyenne environ une tonne de CO₂. La littérature fait état d'une fourchette plus large, entre 0,65 et 0,9 tonne de CO₂, selon les installations et les procédés. Retenons que la fabrication d'une tonne de ciment émet de 0,65 à 1 tonne de CO₂. Pour économiser 0,25 Mt CO₂eq à l'horizon 2030 et 0,75 Mt CO₂eq à l'horizon 2050, il faut fabriquer entre 0,25 et 0,38 Mt de ciment en 2030 avec de la biomasse combustible, et entre 0,75 et 1,15 Mt de ciment en 2050 avec de la biomasse combustible.

L'énergie nécessaire pour produire 17,5 Mt de ciment en 2017 a été de 46 300 TJ³⁶, soit en moyenne 2,65 GJ/tonne de ciment. La biomasse devra donc fournir entre 660 et 1000 TJ (0,278 TWh) en 2030, et entre 2000 et 3000 TJ en 2050. Or, une tonne de bois fournit une énergie de 3360 kWh (PCI), soit 12,1 GJ (1GJ=278 kWh). On supposera que la biomasse a un PCI comparable à celui du bois³⁷.

Il faudra donc entre 0,05 Mt et 0,08 Mt en 2030 de biomasse supplémentaire comme combustible, et entre 0,16 et 0,25 Mt en 2050, pour que l'industrie cimentière économise 0,25 Mt CO₂eq à l'horizon 2030 et 0,75 Mt CO₂eq à l'horizon 2050, grâce à la biomasse.

- Le comité stratégique de filière « mines métallurgie » prévoit une *réduction des émissions de CO₂ de 0,9 à 1,4 Mteq CO₂ par an au-delà de 2030, mettons en 2040, par l'injection d'agents réducteurs (solides ou gazeux) en remplacement du charbon fossile (coke, ou charbon pulvérisé), dans le secteur de la sidérurgie : soit par du charbon de bois issu de la pyrolyse de bois de récupération, soit par des granulés de plastiques ou de combustible solide de récupération (CSR), soit par du gaz issu d'un procédé de gazéification de déchets*. Puisque quatre combustibles différents sont envisagés, nous estimerons que la pyrolyse de bois de récupération représente ¼ de 0,9 à 1,4 Mteq CO₂, soit entre 0,225 et 0,35 Mteq CO₂ en 2040, en remplacement du charbon. Il faut 0,798 t de charbon pour une tonne d'acier ; les installations les plus performantes libèrent 1,6 tonne de CO₂ par tonne d'acier produite, les moins

³⁶ <https://www.infociments.fr/chiffres-cles>

³⁷ Entre 3360 et 4600 kWh, selon le type de biomasse, d'après <https://www.ragt-energie.fr/fr/biomasse/combustibles-biomasse.php>, voir aussi https://cibe.fr/wp-content/uploads/2017/01/2012-04-17_Pleniere_CIBE_-_indexation_contrat_appro.pdf

performants 2,8 tonnes : considérons que les installations françaises émettent 2 tonnes de CO₂ par tonne d'acier produite. Une tonne de charbon « émet » donc environ 2,5 tonnes de CO₂ dans une installation sidérurgique française.

Si on considère par convention que les bois de récupération n'émettent pas de CO₂, les 0,225 et 0,35 Mteq CO₂ par an en moins d'ici 2040 correspondent au remplacement de 0,09 à 0,14 Mt/an de charbon par du bois de récupération pyrolysé. ArcelorMittal Belgium a démarré la construction d'une installation sur le site de Gand pour valider l'utilisation de déchets de bois pyrolysés en biocharbon dans un haut fourneau. Ce projet Torero (TORefying wood with Ethanol as a Renewable Output) transformera 120 000 tonnes de déchets de bois en environ 50 000 tonnes de biocharbon par an. On peut donc estimer que 2,4 tonnes de déchets de bois sont nécessaires pour remplacer 1 tonne de charbon dans un haut fourneau.

Il faudrait très approximativement entre 0,22 et 0,33 Mt/an de déchets de bois d'ici 2040 pour les besoins potentiels des hauts-fourneaux.

--Pour l'industrie chimique, « l'utilisation à hauteur de 4,7 TWh de la chaleur biomasse en substitution à de la chaleur carbonée pour permettre une réduction de 1,4 MtCO_{2eq} par an d'ici 2030 sur la base d'un mix initial à 308gCO₂/kWh. »

Une tonne de bois dégage une énergie de 3360 kWh (PCI). On supposera que la biomasse a un PCI comparable à celui du bois³⁸. L'industrie chimique aura donc besoin de 1,4 Mt/an de biomasse supplémentaire d'ici 2030 pour produire 4,7 TWh de chaleur.

Une note de France Chimie³⁹ estime que le volume de bois disponible permettra de produire en 2030 entre 1TWh (0,3 Mt de bois, scénario bas) et 4,7 TWh (1,4 Mt de bois, scénario haut) ; sans prise en compte des contraintes de ressources, la filière chimie pourrait produire jusqu'à 7,4 MWh (2,2 Mt de bois), hypothèse que nous avons prise pour 2050

- Le comité stratégique de filière « agroalimentaire » prévoit pour 2030 :

- *La décarbonation des combustibles ; ce levier pourra être permis notamment par la suppression du charbon, l'électrification des procédés, la méthanisation des effluents et résidus, la mise en place d'unités d'autoconsommation de biogaz ou encore de chaudières biomasse*
- *La poursuite de l'amélioration de l'efficacité énergétique d'environ 6 % d'ici 2030 par rapport à 2015*

Pour ces deux leviers, la réduction des émissions de gaz à effet de serre est estimée à 1,4 Mt de CO_{2eq} à l'horizon 2030, par rapport au niveau de 2015. On supposera que la contribution de chaque levier est équivalent (0,7 Mt/an de CO_{2eq}), et que les chaudières biomasse contribueront au cinquième du premier levier soit 0,14 Mt/an de CO_{2eq}. On suppose aussi que les chaudières « biomasse » remplaceront des chaudières au charbon, et que par convention la combustion de la biomasse n'émet pas de CO₂.

Une chaudière au charbon émet 0,87 t CO₂ / MWh⁴⁰, soit 0,87 Mt de CO₂/TWh. L'ambition de la filière « agroalimentaire » est donc d'arrêter 0,16 TWh de chaleur « charbon » pour la remplacer par 0,16 TWh de chaleur « biomasse ».

38 Entre 3360 et 4600 kWh, selon le type de biomasse, d'après <https://www.ragt-energie.fr/fr/biomasse/combustibles-biomasse.php>

39 Trajectoires probables de réduction des émissions de gaz à effet de serre pour la chimie en France, France Chimie, 13 décembre 2019

40 https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/sites/default/files/2018-10/chiffrescle_d_clima2013-pratique.pdf

Une tonne de bois dégage une énergie de 3360 kWh (PCI). On supposera que la biomasse a un PCI comparable à celui du bois⁴¹. L'industrie agroalimentaire aura donc besoin de 0,05 Mt/an de biomasse supplémentaire d'ici 2030.

Le tableau ci-dessous récapitule les besoins supplémentaires de biomasse prévus par les quatre filières examinées :

Biomasse (Mt/an)	2030 min	2030 max	2050 min	2050 max
Ciment	0,05	0,08	0,16	0,25
Métallurgie			0,22	0,33
Chimie	0,3	1,4	0,64	2,2
Agroalimentaire	0,05	0,05	0,05	0,05
Total	0,4	1,53	1,07	2,83

Ces besoins de l'industrie sont limités par la capacité à la production annuelle et aux marges d'augmentation de la production de bois énergie envisagée même pour les scénarios tendanciels d'exploitation du bois. Dans le scénario des filières de l'ordre de quelques dizaines de pourcent du bois énergie récolté en plus doivent être mis à disposition du marché industriel. Le soutien aux projets bois énergie pour l'industrie nécessite donc de façon concomitante une action sur l'offre de bois énergie en France.

A l'exemple des rapports du CGE sur le sujet par exemple sur le fonds chaleur, ces aides devraient se concentrer sur l'aide à maîtrise d'ouvrage lors du montage, et éventuellement un soutien aux investissements à l'exclusion des aides au fonctionnement. L'objectif serait d'une part de faire profiter le privé de l'expertise publique de l'ADEME ou de l'ONF sur le sujet et d'autre part de vérifier les conditions de la pertinence des projets tant du point de vue technique, qu'économique environnemental et d'impact sur la filière.

3.2.4 Les problématiques de l'usage du bois énergie dans l'industrie

Depuis 2015, cinq questions ont été soulevées.

1- Premièrement, l'impact sur les sols d'une intensification des pratiques forestières, et notamment du niveau nécessaire de retour à la terre des menus bois. C'est une question de politique de long terme, qui pourrait être reformulée sous la forme : quels sols forestiers voulons-nous avoir dans trente ans ou un siècle. Sous cette forme, la question n'est pas traitée, et nous ne disposons pas des compétences techniques et des objectifs politiques pour y répondre. Compte tenu de la marge de capacité d'exploitation de la forêt française, la question nous semble pouvoir être traitée à moyen terme par des études à venir.

2-En second lieu, la combustion du bois est une combustion difficile donc polluante. Des données de 2005 éditées par le CITEPA concluaient que le chauffage domestique au bois émettait 39 % des particules fines, 30 % du monoxyde d'azote ou 60 % des émissions de benzène. Les chaufferies de plus d'1MW sont réglementées par un arrêté du 3 août 2018⁴², d'application au 20/12/2018 avec des seuils d'émissions de SO₂, NOx ou poussières et particules comparables avec les installations utilisant du fioul lourd. En pratique, les effluents gazeux des chaudières au bois doivent être traités notamment pour les poussières, les oxydes d'azote et les Composés Organo Volatils.

⁴¹ Entre 3360 et 4600 kWh, selon le type de biomasse, d'après <https://www.ragt-energie.fr/fr/biomasse/combustibles-biomasse.php>

⁴² [Arrêté du 3 août 2018 relatif aux ICPE des rubriques 2910, 2931 ou 3110 - Légifrance \(legifrance.gouv.fr\)](#)

3-Pour les usages de masse, hors particuliers, les conditions d'équilibre économique du bois énergie ne sont pas assurées par rapport au gaz qui du point de vue des coûts est l'énergie de référence. En conséquence, les acteurs sont peu incités économiquement à investir dans des installations de combustion de bois. Les prix de marché du bois énergie sont aussi bas, et incitent peu les exploitants et propriétaires à développer l'offre.

4-De façon corollaire, pour des gros investissements comme les investissements énergie de l'industrie ou les centrales de chauffage au bois, la capacité à assurer et sécuriser l'approvisionnement long terme de bois énergie de proximité est une vraie problématique. Les professionnels des services mobilisent des équipes et s'impliquent dans la filière bois pour cela.

5-Cette quatrième question débouche sur une dernière, celle de la priorité à fixer à la filière industrielle pour l'utilisation de bois énergie compte tenu de la taille des installations et de l'investissement nécessaire.

3.2.5 Conclusion sur l'industrie et le bois énergie

La situation nous conduit à faire deux recommandations :

- Soutenir l'ADEME dans son travail de fonds pour structurer le marché bois énergie avec notamment l'objectif d'assurer une meilleure visibilité sur la disponibilité du bois énergie à long terme et d'améliorer l'exploitation des forêts privées de petite taille.
- Soutenir les projets exemplaires des industriels envisageant l'utilisation de bois énergie, notamment les projets identifiés par les comités stratégiques de filière en se concentrant sur l'aide au montage et le soutien aux investissements à l'exclusion des aides au fonctionnement.

3.3 La chaleur issue de déchets de bois

Le rapport récent du Conseil général de l'économie de 2019⁴³ sur le recyclage des déchets comporte un volet spécifique détaillé sur le bois. 6,86 millions de tonnes sont collectées 33% par la filière « REP » Ameublement, à 30% des déchetteries, 21% des entreprises et 16% de la filière emballage. Les déchets sont classés en trois classe, A pour les bois vierges, B pour les bois de panneaux, de démolition, C pour les bois traités considérés comme dangereux. Les prix sont adaptés à ces catégories. Les chutes et sciures sont vendues de 30 à 70 euros la tonne, les déchets de classe A valent de 10 à 13 euros la tonne. Les déchets de classe B sont repris par les fabricants de panneaux de particules pour 30 à 40 euros la tonne. Ce recyclage a permis d'éviter l'émission de 230 000 t équivalent CO₂ en 2014. Mais les coûts de gestion des déchets selon le FCBA varient de 89 €/t à 150 €/t. Le prix de la matière vierge est donc inférieur au coût de recyclage des panneaux de particules, l'industrie n'est donc pas incitée au recyclage.

Quatre exutoires sont mobilisés, le bois matière dans les panneaux de particules (22%), le bois énergie (35%), l'exportation (22%) essentiellement pour réaliser des panneaux en Italie, Espagne et Belgique ; l'élimination en enfouissement ou incinération sans récupération d'énergie (20%). La France est en déficit d'installations de valorisation des déchets de bois, tant pour les panneaux que pour la valorisation énergétique. Le gisement est actuellement évaluable à un peu plus de 3 millions de tonnes valorisable sur la base d'un PCI de 4kWh/kg à 12 milliards de kWh.

Sur le plan R&D, le Centre scientifique et technique du bâtiment (CSTB) explore le recyclage ou le réemploi du bois dans le bâtiment (isolants thermiques, produits de carrelés lamellés-collés), et la transformation en charbon de bois pour des applications de fonderie.

⁴³ 2019/N°17/CGE/SG Les filières de recyclage de déchets en France métropolitaine

Compte tenu des excédents de déchets bois en France, et de la faiblesse de l'industrie française de panneaux de bois, nous proposons de reprendre les recommandations visant à favoriser l'utilisation des déchets de bois pour l'énergie en France. Du point de vue du bois énergie, la mission recommandait :

- d'introduire deux sous classes de déchets de bois de type B, pour favoriser l'élimination par incinération des moins polluants,
- de faire évoluer la réglementation ICPE 2910B pour admettre des déchets de classe B de sous-catégorie 2 en incinérateurs,
- d'examiner la possibilité d'imposer aux chaudières de plus de 20MW d'intégrer du bois de classe B.

Rappelons que compte tenu des exigences de température, la valorisation en chaudière industrielle haute température est préférable à un usage en chauffage immobilier.

Par ailleurs compte tenu de nos entretiens avec les filières, nous pensons utiles de favoriser les installations les plus consommatrices.

Cependant les déchets de bois soulèvent certains doutes sur les problématiques de sécurité d'approvisionnement. Ce sujet devrait être étudié spécifiquement.

4 COMBUSTIBLES SOLIDES DE RECUPERATION ET ELECTRIFICATION

4.1 Combustibles Solides de Récupération

Les Combustibles Solides de Récupération (CSR) constituent encore un sujet en forte évolution avec des travaux de recherche en cours et donc les propos ci-après sont sujets à évolution.

4.1.1 Provenance et intérêt des CSR pour décarboner l'industrie

La provenance du CSR en France comparé à la provenance en Europe hors France

En France, les CSR sont uniquement issus des refus de tri, c'est-à-dire des objets qui lors d'un premier tri n'ont pas été sélectionnés pour une filière de revalorisation et qui peuvent alors :

(i) être enfouis ou mis en décharge (avec des capacités maximales autorisées pour les décharges donc un coût à la mise en décharge) ; ou

(ii) être retriés avec un équipement plus performant (ce qui nécessite d'avoir investi dans un équipement de tri plus performant donc un coût à un tri plus performant) ; ou

(iii) être incinérés, selon 2 voies :

> une incinération locale en étant brûlés sur place (ce qui a un coût et qui dégage une énergie peu utilisée)

> ou une incinération faite par un tiers, en payant pour se séparer des refus de tri, qui seront incinérés avec le coût de l'incinération à payer : en France, c'est de ce flux que proviennent les CSR.

L'intérêt des CSR comparés au Charbon et au Gaz pour produire de la chaleur

> En termes d'énergie, les CSR sont une énergie qui est disponible en France sans avoir besoin de l'importer, à la différence du charbon et du gaz

> en termes d'utilité collective, les CSR permettent de trouver une utilité à des déchets, au lieu de les enfouir

> en termes d'émission de CO₂, les émissions sont les suivantes :

	Charbon	Gaz	CSR
KgCO ₂ e/KWh PCI	0,354	0,202	0,198

tout en mentionnant qu'une large part des CSR vient du papier/carton/bois, qui n'est pas de source fossile, et c'est pourquoi souvent les CSR sont par convention considérés comme sans émissions.

4.1.2 Les volumes de CSR disponibles en 2020 et pour les années à venir

En 2020 : Le volume de CSR disponible est estimé actuellement à 2,5 Mt/an, sur la base d'un chiffrage effectué en 2016. Il est à noter qu'en 2009, l'ADEME⁴⁴ estimait que le tonnage potentiel disponible en 2009 était de 5,2 Mt avec une prévision à la baisse pour 2013/2015 à 4,5 Mt.

Après 2020: Nous supposons que le chiffrage de CSR disponible reste à 2,5 Mt/an, ce chiffre étant prévu d'être mis à jour en 2021, selon l'ADEME.

A l'horizon 2030 : La Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) prévoit une fourchette entre 1,4 et 2,4 Mt de CSR supplémentaires disponibles.

⁴⁴www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/68445_rapport_final_csr_cimenteries_ademe_aji_europe.pdf

4.1.3 Les volumes de CSR consommés en 2020, la projection en 2030

En 2020 : Le volume de CSR utilisé est de 0,25 Mt/an (dont 0,2 Mt/an pour l'industrie cimentière et 42 kt/an pour les papetiers), soit seulement 10% du volume de CSR annuellement disponible est utilisé.

A l'horizon 2030

Les besoins exprimés par les filières industrielles examinées dans ce rapport sont les suivants :

CSR (Mt/an)	2030 mim	2030 max
Ciment	0,02	0,25
Chimie	0,28	0,7
Métallurgie	0	0
Total	0,3	0,95

En conclusion, les volumes disponibles annuellement de CSR seront beaucoup plus utilisés à horizon 2030, avec cependant un scénario extrême où le volume disponible annuellement de CSR serait inférieur à la demande annuelle de CSR, si les usages non industriels croissent rapidement.

Il est nécessaire de mentionner la douzaine de projets industriels pour consommer du CSR, projets issus des Appels à projets (AAP) de l'ADEME, qui n'arrivent pas à lever les financements privés nécessaires car ils ne proposent pas de TRI (Taux de Retour sur Investissement) suffisamment haut (leur TRI est autour de 5%) au vu du risque global estimé par les investisseurs privés.

Le détail par industrie :

> Pour l'industrie chimique :

Le comité stratégique de filière « Chimie et Matériaux » prévoit pour 2030 : « l'usage de la chaleur fatale issue d'unité de valorisation énergétique de déchets ou de la combustion de CSR, en remplacement d'une partie des sources de chaleur carbonées, à hauteur de 2,5 TWh/an, pour permettre une réduction de 0,8 MtCO_{2eq} par an. »

Une tonne de CSR dégage une énergie (PCI) très variable selon les classes, entre moins de 3 et plus de 25 GJ avec une moyenne arithmétique de 19 GJ⁴⁵. Considérons les deux extrêmes 3 et 25 GJ/tonne de CSR, soit entre 0,83 MWh et 6,9 MWh/tonne de CSR (1GJ=278 kWh). L'industrie chimique aura donc besoin entre 0,36 et 3 Mt/an de CSR supplémentaire d'ici 2030, avec une moyenne arithmétique de 0,47 Mt/an de CSR.

Une note de France Chimie⁴⁶ évalue selon les volumes supplémentaires de CSR prévus par la PPE⁴⁷ pour 2030 que le secteur de la chimie pourra accéder une énergie supplémentaire annuelle grâce aux CSR entre 1 TWh (0,28 Mt de CSR) et 2,5 TWh (0,7 Mt de CSR). C'est cette dernière fourchette qui est retenue dans le tableau ci-dessus.

> Pour l'industrie cimentière :

⁴⁵ <https://www.ademe.fr/expertises/dechets/passer-a-l'action/valorisation-energetique/dossier/combustibles-solides-recuperation/caracterisation-combustibles-solides-recuperation>

⁴⁶ Trajectoires probables de réduction des émissions de gaz à effet de serre pour la chimie en France, France Chimie, 13 décembre 2019

⁴⁷ Programmation pluriannuelle de l'énergie

Le comité stratégique de filière « Industries pour la construction » prévoit que l'augmentation de la part de CSR dans les combustibles devrait permettre d'économiser 0,18 Mt CO_{2eq} à l'horizon 2030 et 0,5 Mt CO_{2eq} à l'horizon 2050.

On considère par convention que les CSR n'émettent pas de CO₂ car ils ne sont pas principalement de source fossile. En 2017, l'industrie « cimentière » a émis 17,5 Mt CO_{2eq}, pour une production de 17 Mt de ciment. On peut estimer que la fabrication d'une tonne de ciment émet en moyenne environ une tonne de CO₂. La littérature fait état d'une fourchette plus large, entre 0,65 et 0,9 tonne de CO₂, selon les installations et les procédés. Retenons que la fabrication d'une tonne de ciment émet de 0,65 à 1 tonne de CO₂. Pour économiser 0,18 Mt CO_{2eq} à l'horizon 2030 et 0,5 Mt CO_{2eq} à l'horizon 2050, il faut fabriquer entre 0,18 et 0,28 Mt de ciment en 2030 avec du CSR, et entre 0,5 et 0,77 Mt de ciment en 2050 avec le CSR.

L'énergie nécessaire pour produire 17,5 Mt de ciment en 2017 a été de 46 300 TJ, soit en moyenne 2,65 GJ/tonne de ciment. Le CSR devra donc fournir entre 480 et 740 TJ en 2030, et entre 1300 et 2000 TJ en 2050. Or, une tonne de CSR dégage une énergie (PCI) très variable selon les classes, entre moins de 3 et plus de 25 GJ avec une moyenne arithmétique de 19 GJ. Considérons les deux extrêmes 3 et 25 GJ/tonne de CSR.

Il faudra donc entre 0,02 Mt et 0,25 Mt en 2030 de CSR supplémentaire comme combustible, et entre 0,05 et 0,66 Mt en 2050, pour que l'industrie cimentière économise 0,18 Mt CO_{2eq} à l'horizon 2030 et 0,5 Mt CO_{2eq} à l'horizon 2050 grâce aux CSR.

> Pour la métallurgie :

Le comité stratégique de filière « mines métallurgie » prévoit une réduction des émissions de CO₂ de 0,9 à 1,4 Mt CO_{2eq} par an au-delà de 2030, mettons en 2040, par l'injection d'agents réducteurs (solides ou gazeux) en remplacement du charbon fossile (coke, ou charbon pulvérisé), dans le secteur de la sidérurgie : soit par du charbon de bois issu de la pyrolyse de bois de récupération, soit par des granulés de plastiques ou de combustible solide de récupération (CSR), soit par du gaz issu d'un procédé de gazéification de déchets. Puisque quatre combustibles différents sont envisagés, nous estimerons que les CSR représentent ¼ de 0,9 à 1,4 Mt CO_{2eq}, soit entre 0,225 et 0,35 Mt CO_{2eq} en 2040, en remplacement du charbon. Il faut 0,798 t de charbon pour une tonne d'acier ; les installations les plus performantes libèrent 1,6 tonne de CO₂ par tonne d'acier produite, les moins performants 2,8 tonnes : considérons que les installations françaises émettent 2 tonnes de CO₂ par tonne d'acier produite. En reliant ces 2 ratios et en le ramenant à 1t de charbon, on peut ainsi dire qu'une tonne de charbon dans ce processus de la métallurgie « émet » donc environ 2,5 tonnes de CO_{2eq} dans une installation sidérurgique française.

Si on considère par convention (car ils ne sont pas de source fossile) que les CSR n'émettent pas de CO₂, les 0,225 et 0,35 Mteq CO₂ par an en moins d'ici 2040 correspondent au remplacement de 0,09 à 0,14 Mt/an de charbon par du CSR. Le PCI du charbon est de 33,3 MJ/kg, et celui du CSR de l'ordre de 15 MJ/kg, soit environ la moitié. Il faudrait très approximativement entre 0,18 et 0,28 Mt/an de CSR d'ici 2040 pour les besoins potentiels des hauts-fourneaux.

4.2 Electrification

4.2.1. Pourquoi peut-on décarboner via l'électrification ?

Le principe est que la production de chaleur dans l'industrie, qui est à l'heure actuelle souvent effectuée par des fours utilisant du gaz, dégageant du CO₂, soit remplacée par des fours électriques pour les températures d'au plus 1100°C. Pour les températures au-dessus de 1100°C, les fours gaz ne sont pour l'instant pas remplaçables par des fours électriques.

4.2.2. Le potentiel de décarbonation de l'Industrie en France par l'électrification

D'après une première estimation en juin 2020 par l'ADEME/CEREN⁴⁸ relative au parc d'équipements industriels en France, se basant sur des critères techniques (mais sans prendre en compte les critères économiques) :

> l'électrification déjà installée : 18 TWh d'énergie finale des procédés thermiques ;
 > Le combustible qui pourrait techniquement être substitué par de nouveaux projets d'électrification : 41 TWh d'énergie finale des procédés thermiques, et cette électrification n'aurait une consommation électrique que de 24 TWh car elle a un meilleur rendement (environ 2 fois meilleur) que la moyenne des autres procédés thermiques.

Dans la sidérurgie, la réduction directe du minerai de fer par électrolyse consommerait environ 2,5 MWh/t acier brut (voir annexe 6), soit environ 25 TWh/an (5% de la consommation électrique française), s'il fallait produire les 10Mt/an d'acier français de la filière fonte par cette méthode.

On voit donc que le potentiel de décarbonation de l'Industrie en France par l'électrification est important au vu des critères techniques, mais quels sont le ou les critères économiques à satisfaire en plus pour qu'une part de ces projets se concrétise ?

4.2.3. Quelle est l'analyse économique des projets d'électrification ?

Des Investissements importants

L'électrification nécessite que les industriels investissent dans un nouveau four électrique (pour remplacer le four à gaz) dont la durée de vie est de 30 ans ainsi que dans l'infrastructure électrique pour acheminer une forte puissance électrique jusqu'au four électrique, avec des durées d'amortissement très longues.

Des coûts de fonctionnement identiques entre le four à gaz et le four électrique

Un four électrique a un rendement de 40% tandis que le four à gaz a un rendement de 20% mais avec un coût de l'énergie deux fois moins cher que l'électricité. Ainsi les coûts de fonctionnement sont globalement identiques.

L'effet conjugué de ces investissements importants et de coûts de fonctionnement similaires aboutit à un temps de retour sur investissement de 20 ans, ce qui est souvent trop long pour un industriel. Ainsi les projets d'électrification ont en général du mal à satisfaire les attentes économiques des industriels.

Dans quelles situations spécifiques les projets d'électrification se réalisent ?

⁴⁸ ADEME, juin2020, PREMIERE ANALYSE DU POTENTIEL TECHNIQUE D'ÉLECTRIFICATION DES PROCÉDES INDUSTRIELS THERMIQUES PAR DES TECHNOLOGIES MATURES, <https://www.ademe.fr/premiere-analyse-potentiel-technique-delectrification-procedes-industriels-thermiques-technologies-matures>

Les projets d'électrification ne se concrétisent que si d'autres facteurs sont tous réunis cumulativement, permettant ainsi de satisfaire les attentes économiques des industriels:

> que le four existant au gaz doit être remplacé (car il est au terme de sa durée de vie), mais pas tant que le four à gaz reste apte à fonctionner

> qu'une aide financière permette d'améliorer l'économie du projet, en réduisant le temps de retour sur investissement pour l'industriel.

Concernant les aides financières, on peut citer l'AMI IndusDecar⁴⁹ de l'ADEME clos en novembre 2020, dont l'objectif était d'estimer les montants de soutien financier demandés par les industriels, et proposant différents types d'aides financières⁵⁰ : aide à l'Investissement , aide au fonctionnement, subvention, avance remboursable.

	Bénéficiaire dans le cadre d'une activité économique		
	Grande entreprise	Moyenne entreprise	Petite entreprise
Intensité maximum de l'aide ADEME	30 %	40 %	50 %

Le rythme modeste actuel de réalisation de l'électrification

Les cas mentionnés ci-dessus de situations spécifiques dans lesquelles les projets d'électrification se réalisent ne sont pas assez nombreux, notamment car il est nécessaire que le four gaz ne soit plus apte à fonctionner.

Comme la durée de vie d'un four existant est de 30 ans, on peut estimer, sur la base du fonctionnement actuel, qu'il faudra 30 ans pour atteindre le potentiel de décarbonation de l'Industrie en France par l'électrification.

4.2.4. Comment augmenter le rythme de mise en place de l'électrification ?

La condition économique pour que l'électrification se développe plus rapidement est que les industriels disposent d'électricité compétitive sur une très longue durée (15 ans à 20 ans)

> une électricité compétitive surtout en termes de prix sur très longue durée

La décision économique de mettre en place de l'électrification ne peut être prise, hormis situations spécifiques mentionnées ci-avant, que si l'industriel dispose d'électricité compétitive du point de vue du prix sur 15 voire 20 ans. Ceci doit se formaliser pour l'industriel par un contrat d'achat d'électricité (par exemple les Power Purchase Agreement ou PPA) à prix compétitif à long terme à un producteur d'électricité ou à un agrégateur de producteurs d'électricité.

> une électricité compétitive aussi du point de vue de son origine décarbonée

⁴⁹ [Appel à manifestation d'intérêt Evolution des procédés](https://appelsprojets.ademe.fr/aap/IndusDECAR2020-159) au service de la décarbonation dans l'industrie <https://appelsprojets.ademe.fr/aap/IndusDECAR2020-159>

⁵⁰ [AMI IndusDECAR 2020 Dossier de présentation.docx - DOCX - 297,29 Ko](#) , en page 2

Pour les industriels dont une part importante des clients est des marques grand public, l'incitation à décarboner la production va aussi venir de ces marques grand public qui utilisent cet argument de différenciation pour attirer le consommateur final grand public. Ainsi, l'industriel pourra trouver dans l'électrification des arguments concrets de décarbonation, et ce tant que le mix-énergétique de l'électricité en France sera peu carboné, ce qui est le cas en comparaison avec des grand pays voisins.

Les points d'attention à surveiller afin que l'Electrification décarbone réellement l'Industrie

> disposer d'une électricité faiblement carbonée

La décarbonation par électrification des processus qui utilisaient préalablement des carburants fossiles n'allège l'empreinte Carbone que si l'électricité ainsi consommée est décarbonée ou faiblement carbonée.

L'Allemagne, dont le mix énergétique reste fortement carboné (en raison du maintien du charbon, dans un contexte de sortie du nucléaire, et car le développement des ENR a nécessité le développement simultané de centrales à gaz), bénéficierait de moins de décarbonation que la France en utilisant l'électricité venant du réseau.

> vérifier périodiquement si les délocalisations d'industriels hors de France n'ont pas été causées par la décarbonation

Si les contraintes liées à la décarbonation en France sont trop fortes, une solution que pourrait choisir l'industriel serait de délocaliser sa production dans des pays moins regardants sur l'empreinte carbone. Ainsi, la France aurait à la fois perdu de l'emploi et n'aurait pas eu d'impact réel sur la décarbonation car ces émissions carbone seraient effectuées à l'étranger.

5 LES RECOMMANDATIONS

Recommandation 1 : Les financements publics dédiés à la décarbonation doivent être priorités sur les technologies dont le ratio « coût/émissions de CO₂ évitées » est le plus faible et sur celles dont le potentiel de réduction d'émissions de GES est le plus élevé.

Un certain nombre de technologies ne nécessitent pas de financements publics significatifs, sauf peut-être en termes d'investissements initiaux. Par exemple, dans la production d'acier, l'efficacité énergétique, le remplacement du coke par du charbon de bois issu de la pyrolyse de bois de récupération, et l'augmentation du recyclage des ferrailles apparaissent en général économiquement « rentables », et permettent des réductions des émissions de CO₂ significatives (respectivement 0,7 Mt/an, 1 Mt/an et 2,3 Mt/an d'ici 2030). Des soutiens à l'investissement, de type ADEME, peuvent permettre de rendre les projets plus attractifs en termes de retour sur investissement (TRI).

D'autres technologies sont encore trop coûteuses, pour que les industriels les adoptent spontanément. Ainsi, dans la sidérurgie, le captage et le stockage de CO₂, la réduction du minerai de fer par électrolyse, par gaz naturel ou par hydrogène (DRI : direct reduction of iron), par exemple, coûtent en fonctionnement (respectivement de 70 à 110€/t, et de 230 à 400€/t) Un soutien public en fonctionnement serait nécessaire pour permettre au CCS de « passer la rampe » dans la sidérurgie (environ 1Mt/an à l'horizon de 2030), par rapport aux technologies DRI, nettement plus coûteuses par tonne de CO₂ évitée.

Les technologies encore plus coûteuses par tonne de CO₂ évitée devraient être soutenues par des programmes de recherche et d'innovation pour en réduire les coûts. Par exemple, le remplacement du vaporéformage par l'électrolyse pour produire de l'hydrogène coûterait environ 300 €/tCO₂ évitée, ce qui justifie pleinement des travaux de recherche et d'innovation.

Recommandation 2 : Cibler les programmes de soutien à l'innovation et la R&D selon la maturité des technologies de décarbonation des entreprises, notamment dans le cadre des futurs AAP de « France Relance ». La communication sur les résultats technico-économiques des projets doit être améliorée.

Les quatre filières les plus émettrices de CO₂ en France souhaitent et nécessitent des soutiens publics à la R&D et à l'innovation sur de nombreux sujets compte tenu des enjeux économiques, écologiques et en matière d'emplois.

Ciment : nouveaux ciments bas carbone, recarbonatation, nouveaux composants alternatifs à l'utilisation du clinker dans la production du ciment (argile calcinée...), CCS et CCUS ;

Chimie : procédés de fabrication bas carbone, production de matériaux ou de chimie biosourcés, CCS et CCUS (avec utilisation du CO₂ comme matière première), production d'hydrogène bas carbone ;

Métallurgie : recyclage du gaz de synthèse émis par les hauts-fourneaux, réduction du minerai de fer par électrolyse, par gaz naturel ou par hydrogène, CCS et CCUS, développement des technologies de tri de déchets d'aluminium, décarbonation de la production d'aluminium ;

Agroalimentaire : nouveaux fluides de réfrigération (ammoniac, CO₂, eau).

Le Plan « France Relance » prévoit un soutien ambitieux et volontariste des entreprises, avec **1,2 milliard d'euros d'ici 2022** pour améliorer l'efficacité énergétique, faire évoluer les procédés de fabrication, notamment par le biais de l'électrification, et décarboner la production de chaleur. Deux appels à projets (Efficacité Énergétique industrie sur les procédés et/ou les utilités, Biomasse Énergie et Entreprises) et un appel à manifestation d'intérêt (Évolution des procédés au service de la décarbonation dans l'industrie) bénéficient d'une enveloppe de **200 millions d'euros dès 2020 du volet décarbonation de l'industrie**.

Le plan français « hydrogène » annoncé le 9 septembre 2020 prévoit notamment 350 millions d'euros jusqu'en 2023 pour un AAP « Briques technologiques et démonstrateurs », et un appel à manifestation d'intérêt dans le cadre du programme prioritaire de recherche (PPR) « applications de l'hydrogène », opéré par l'ANR pour 65 M€.

Le PIA4 consacrera 12,5 Mds€ aux stratégies d'accélération pour l'innovation, dont les grandes lignes ont été annoncées par le Premier ministre en septembre 2020 à l'occasion de la présentation du plan France Relance. Quatre stratégies d'accélération sont déjà engagées⁵¹, dont celle sur l'hydrogène décarboné (les autres portent sur la cybersécurité, le calcul quantique, et l'enseignement et le numérique). Onze autres stratégies d'accélération⁵² font l'objet d'un mandat soumis à la consultation des principales parties prenantes à savoir les filières industrielles, les écosystèmes d'enseignement supérieur, de recherche et d'innovation ainsi que les acteurs des territoires. Parmi elles figurent notamment la décarbonation de l'industrie, les systèmes agricoles durables, la digitalisation et décarbonation des mobilités, les produits biosourcés et biotechnologies industrielles - carburants durables.

Selon la maturité des technologies, et leurs proximités du marché, les programmes de l'ANR, de l'ADEME, du PIA ou d'Horizon 2020 doivent être mobilisés. Les futurs AAP de « France Relance » doivent donner la priorité au soutien à des pilotes ou des démonstrateurs des technologies les plus proches du marché en termes de maturité technologique et de coût.

Un suivi attentif de l'évolution des technologies et une communication importante sur les résultats technico-économiques apparaissent nécessaires.

⁵¹ <https://www.gouvernement.fr/les-strategies-engagees-par-le-gouvernement>

⁵² <https://www.gouvernement.fr/les-strategies-en-cours-d-elaboration>

Recommandation 3 : Mettre à jour une feuille de route de déploiement des infrastructures de logistique et de stockage de l'hydrogène, afin de donner une visibilité aux industriels et aux pouvoirs publics pour les futurs accès aux ressources d'H₂, compte-tenu de la stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné en France. Créer les conditions pour élaborer une feuille de route similaire pour les infrastructures de logistique et de stockage de CO₂ notamment en identifiant des stockages souterrains possibles sur le territoire national, y compris maritime.

Les entreprises françaises ont des projets de décarbonation de leurs procédés en utilisant de l'hydrogène.

Les coûts de transport de CO₂ varient de 5 €/tonne de CO₂ (par pipeline) à 30 ou 50 €/t de CO₂, par bateau ou par camion, selon la distance, la quantité de CO₂ transportée, et la localisation du site de stockage (en mer/à terre).

Les coûts de transport de l'hydrogène sont aussi très différents selon que l'hydrogène est transporté par pipeline (entre 0,09 et 0,17 €/kg pour 1000 km pour le projet European Hydrogen Backbone voir ci-dessous) et par camion (3 à 5 €/kg pour moins de 300 km). En juillet 2020, un groupe de onze sociétés d'infrastructures gazières européennes a présenté un plan de développement d'une « épine dorsale » européenne de l'hydrogène (European Hydrogen Backbone) de près de 23 000 km d'ici 2040, en partie grâce à la reconversion partielle du réseau de gaz naturel en raison de la baisse de la demande attendue pour ce dernier combustible, et en partie grâce à de nouvelles infrastructures. Il existe un Cadre national d'action pour les carburants alternatifs prévu par la directive 2014/94/UE du 22 octobre 2014 (« directive AFI ») sur le déploiement d'une infrastructure pour carburants alternatifs, dont l'hydrogène.

Le calendrier de la mise en œuvre de ces infrastructures dépendra de l'évolution de la demande, elle-même liée aux conditions économiques de vente de l'hydrogène. Par ailleurs, l'hydrogène « vert » pourra être produit au plus près de la consommation par électrolyse de l'eau, en s'appuyant sur le réseau électrique.

Concernant les capacités de structures de stockage géologique de CO₂, quelques projets sont annoncés en Europe: Northern Lights, qui associe Equinor (opérateur), Total et Shell, doit stocker du CO₂ dans l'aquifère salin de Sleipner, en Mer du Nord. Le 26 octobre 2020, BP a annoncé la création du consortium Northern Endurance Partnership avec Shell, Equinor, Eni, Total et National Grid, pour opérer les projets de neutralité carbone Nord Zero Net Teesside et Zero Carbon Humber, en stockant le CO₂ dans l'aquifère salin Endurance en Mer du Nord. Des quantités plus modestes pourraient sans doute aussi être stockées en France dans certains stockages souterrains actuellement utilisés pour le gaz naturel, qui devraient être affectés par la baisse prévisible de la consommation de gaz naturel.

Donner une visibilité aux industriels sur les projets de mise en place de telles infrastructures (localisations, caractéristiques techniques, coûts d'accès, calendriers) est essentiel pour que ceux-ci planifient leurs propres investissements en France. Il est souhaitable d'inviter les régions à prévoir ces infrastructures dans leurs Straddet.

Recommandation 4 : Expérimenter un fonds de co-Investissement de décarbonation industrielle doté dans un premier temps de 200 M€ de financements publics en capital et dette afin de faciliter la réalisation de tours de table pour certains projets industriels sobres énergétiquement mais risqués, ce qui est souvent le point de blocage pour les financeurs privés. Ainsi un plus grand nombre de projets industriels sobres énergétiquement pourront se réaliser plus rapidement en France.

Les projets industriels plus sobres énergétiquement nécessitent souvent des financements privés tiers, au-delà des montants de financement que pourraient apporter les industriels porteurs de ces projets. Cependant, nombreux sont les projets qui n'arrivent pas à lever tout le financement privé qui est nécessaire. La raison générale est que ces projets présentent un risque global (qui est la conjugaison de tous les types de risques : commercial, technique, fournisseur, concurrentiel, réglementaire, financier) qui n'est pas assez rémunéré par le Taux de Retour sur Investissement (TRI) proposé par le Plan d'Affaires Prévisionnel du projet.

Deux solutions financières sont possibles sans changer l'aspect industriel du projet : soit partager le risque entre investisseurs publics (prêts à assumer plus de risque et donc un plus fort TRI) et privés (préférant moins de risque même si cela apporte un TRI moins élevé) ; soit augmenter le TRI en ajoutant une subvention publique (mécanisme qui est déjà en place et qui pourrait être amplifié tout en restant exigeant sur la qualité des projets).

Un fonds de 200 M€ de financements publics en capital et dette, en co-investissement avec des financeurs privés⁵³

L'objectif visé ici est d'attirer des financeurs privés en découpant chaque financement en 2 tranches :

- a) pour les financeurs privés : une tranche moins risquée et donc à TRI plus faible
- b) pour les financeurs publics (et aussi ouverte pari-passu aux financeurs privés qui le souhaiteraient) : une tranche plus risquée et donc à TRI plus élevé : un tel financement public permet ainsi d'attirer du financement privé avec un profil de risque acceptable par les financeurs privés.

L'Australie a lancé en juillet 2016 un fonds de 200 Millions Dollars Australiens (soit 125 M€), le Clean Energy Innovation Fund⁵⁴, dans ce même objectif, proposant des financements publics en capital et dette, en co-investissement avec des financeurs privés. En 4 ans d'activité (mi 2016 à mi 2020) ce fonds a investi dans 20 projets.

Au vu des entretiens menés avec des spécialistes des projets de Décarbonation Industrielle, il ressort qu'un premier fonds de 200 M€ pourrait être actuellement le bon dimensionnement en France.

Pour ce type de projet industriel sobre énergétiquement, le ou les industriels qui portent le projet constituent habituellement une Entité Juridique Spécifique (**EJS**), car cela leur permet d'ouvrir le capital de cette EJS à des tiers (donc de répartir entre différents actionnaires le risque en capital qui est le plus important) et de lever de la dette dans l'EJS sans qu'elle soit garantie par la maison mère, ce qui permet de cantonner le risque de ce nouveau projet.

⁵³ Consultée, Bpifrance n'a, ni objecté à, ni endossé cette proposition.

⁵⁴ La description est chapitre 14.1 de l'Investment Mandate www.legislation.gov.au/Series/F2020L00552

Si les financeurs privés sont intéressés par du financement en dette senior dans l'EJS, pour baisser le niveau de risque financier, une entité publique⁵⁵ gestionnaire de ce fonds pourrait intervenir dans l'EJS (i) en **dette senior** aux mêmes termes et conditions que les autres porteurs de dette senior, et/ou (ii) en **dette junior** aux mêmes termes et conditions que les autres porteurs de dette junior, avec naturellement un taux d'Intérêt plus élevé que celui de la dette senior car la dette junior est plus risquée.

Si les financeurs privés sont intéressés par du financement en obligations et/ou en capital, pour baisser le niveau de risque, une entité publique² gestionnaire de ce fonds pourrait intervenir en prenant des parts en augmentation de capital dans l'EJS afin d'augmenter le montant du capital, renforçant ainsi la résistance du projet aux scénarii de stress du Plan d'Affaires Prévisionnel.

⁵⁵ Par exemple ADEME, CDC, Bpifrance, TARPA

Recommandation 5 : Mettre en place des dispositifs d'aides incitatives en faveur des projets industriels favorables à la décarbonation des entreprises, en complément aux mesures de soutien qui sont mises en œuvre dans le cadre du Plan de relance : (1) un crédit d'impôt pour inciter les PME à passer de la R&D à une production plus décarbonée, ou à une fabrication de produits moins carbonés (2) la préfiguration d'une agence d'innovation de rupture civile pour les transitions numérique et environnementale.

- a. Créer un crédit d'impôt incitant les PME à passer de la phase de recherche-développement à celle de production décarbonée ou d'industrialisation de nouveaux produits à plus faible teneur en carbone.

Selon des travaux menés par la DGE en 2018, un crédit d'impôt de 10% sur les dépenses d'investissements relatifs à l'introduction de nouveaux produits coûterait 210 M€. Un tel dispositif serait compatible avec le régime des aides d'État du fait de son ciblage sur les PME (le RGEC⁵⁶ prévoyant un régime d'exemption pour les aides aux PME), sous réserve notamment du taux d'intensité des aides. **Un pourcentage de 30% serait un objectif souhaitable pour que ce crédit d'impôt soit réellement incitatif, notamment pour un prototype, sous réserve de disposer des ressources financières.**

- b. Dans le cadre du plan de relance, préfigurer une agence d'innovation de rupture civile pour les transitions numérique et environnementale, dite « TARPA⁵⁷ ». Il s'agirait de commencer au niveau français avec une enveloppe significative regroupant de façon plus visible et plus adaptée, à ce stade au sein de Bpifrance, de nombreux programmes dispersés qui vont se multiplier dans le cadre du plan de relance par une approche proactive et agile). Initiée en France puis élargie à tout ou partie de l'Europe, concentrée sur l'innovation de rupture pour la décarbonation et le développement du numérique, elle aurait pour but de bâtir des leaders technologiques mondiaux, sur le modèle de la DARPA⁵⁸ aux Etats-Unis. Au-delà d'une meilleure lisibilité du soutien à l'innovation de rupture, l'équipe de la TARPA serait chargée par contacts avec les industriels et laboratoires publics, d'accélérer l'émergence de projets stratégiques, là où le SGPI et même Bpifrance se posent trop souvent, peut-être par manque de moyens, en guichet d'accueil.

⁵⁶ Règlement général d'exemption par catégorie (RGEC). Le dernier RGEC a été adopté le 17 juin 2014 et modifié par le règlement n° 2017/1084 du 14 juin 2017 afin, notamment, d'intégrer les aides en faveur des infrastructures portuaires et aéroportuaires dans son champ d'application.

⁵⁷ Transition Advanced Research Program Agency

⁵⁸ Defense Advanced Research Projects Agency, agence publique du DOD (Department of Defense) des États-Unis chargée de la recherche et développement des nouvelles technologies destinées à un usage militaire.

Recommandation 6 : Dans le cadre des négociations avec nos partenaires européens, afin de mettre en place un mécanisme d'ajustement carbone aux frontières (MACF) de l'UE, profiter de la présidence française pour accroître la robustesse des évaluations ACV, par exemple par labellisation.

La mise en place du mécanisme d'ajustement carbone aux frontières (MACF) est indispensable pour lutter contre le risque de fuites de carbone ; ce mécanisme contribuerait à l'atteinte par l'UE de l'objectif de neutralité climatique en 2050 sans dégrader son empreinte carbone. La Commission devant faire une proposition en ce sens au premier semestre 2021, il conviendra de s'assurer que ce mécanisme respecte trois critères : poursuivre uniquement un objectif climatique, prendre en compte les caractéristiques et politiques climatiques des pays tiers et être pleinement compatible avec les règles de l'OMC. A cet effet, il pourra être fait usage des travaux de la Section « Régulation et Ressources » du CGE qui a inscrit le MACF comme thème de l'année 2021.

Recommandation 7 : La preuve par l'exemple est un élément important pour vaincre les réticences des acteurs. Il est donc proposé d'assurer à cette fin un suivi des actions de Bpifrance et de l'ADEME pour décarboner les PME.

Historiquement, l'Ademe a mené une politique de sensibilisation et de soutien à la décarbonation des entreprises. Le plan de relance comporte un volet décarbonation de l'industrie doté de 1,2 Mds€ d'ici 2022, dont 200 M€ dès 2020.

Le 5 juin 2020, le ministère de la Transition écologique, l'Ademe et Bpifrance ont lancé un accompagnement technique et financier pour encourager les TPE-PME à choisir la conversion écologique comme plan de relance. Ce plan « d'accélération de la transition écologique des TPE et PME », pouvant mobiliser 250 M€, est basé sur 10 mesures. Il vise à agir sur les trois étapes : diagnostiquer, financer et accompagner.⁵⁹

- Un autodiagnostic baptisé Climatomètre est disponible.
- La méthode Diag Éco-flux développée par l'Ademe pour les sites de 20 à 250 salariés. Il dure 12 mois en quatre étapes, Analyse des pratiques, Définition d'un plan d'actions de réduction des flux, Mise en place des actions validée par le dirigeant, Evaluation des économies réalisées. Il est réalisé par des consultants sélectionnés sur appel d'offres. Il doit être diffusé pour 3 000 entreprises pour 1 500 euros, pour les sites de 50 à 250 salariés, soit 25 % du coût réel. L'objectif est de 100 PME en 2020, 300 en 2021. Objectif de gain de 180 à 300€ par an et par salarié.
- Bpifrance et ADEME vont financer deux prêts garantis Le premier prêt est un prêt à dix ans avec un taux d'intérêt faible et des remboursements différés à deux ans. L'objectif est de 250 dossiers pour 100 M€. Le second prêt baptisé « économie d'énergie », il financera des équipements et des opérations d'économie d'énergie éligibles au dispositif des certificats d'économies d'énergie dans les secteurs « bâtiments tertiaires » et « industrie », pour un montant pouvant aller jusqu'à 500 000 euros. L'enveloppe est de 140 millions d'euros, la durée des prêts de trois à sept ans.
- Enfin, Bpifrance et ADEME déploieront en 2021 une seconde promotion de « l'accélérateur de transition énergétique », à la suite de la première promotion lancée en octobre 2019.

Plusieurs autres dispositifs sont ouverts pour toutes les entreprises de toutes tailles dès 2020 pour soutenir l'utilisation de procédés industriels plus sobres en énergie et moins émetteurs de gaz à effet de serre.

- Une aide à l'investissement « sur mesure » pour les projets complexes d'amélioration de l'efficacité énergétique des procédés industriels représentant un investissement de plus de 3 millions d'€ ;
- Une aide à l'investissement pour des projets complexes de décarbonation des procédés industriels ;
- Une aide au fonctionnement pour la chaleur biomasse industrielle ;
- Une aide complémentaire pour la chaleur industrielle issue de Combustibles Solides de Récupération (CSR)
- Un guichet de subvention pour une liste pré-déterminée d'équipements de moins de 3 M€ améliorant l'efficacité énergétique.

⁵⁹ <https://www.bpifrance.fr/A-la-une/Actualites/250-millions-d-euros-pour-accelerer-la-transition-ecologique-des-TPE-et-PME-49778>

Une part de ces aides est accessible aux PME. Elles sont en partie gérées par l'Agence des paiements de l'Etat.

Dans ce cadre, en 2020, l'ADEME a lancé et clos 3 appels à projets : (1) Aide à l'investissement pour l'efficacité énergétique, (2) Accompagnement de projets biomasse permettant de substituer les énergies fossiles, (3) Evolution des procédés au service de la décarbonation dans l'industrie.

L'ADEME et Bpifrance, avec l'appui de l'Agence des Paiements de l'Etat ont donc les moyens pour intervenir auprès des PME.

Dans un premier temps, il est néanmoins nécessaire d'améliorer la communication sur ces dispositifs au-delà de l'aspect commercial, de présenter ouvertement la méthode, les experts sous-traitants retenus, et les premières retombées sur la trentaine d'entreprises pilotes.

Il faudra suivre l'opération Diag ecoflux, pour laquelle le déploiement de 400 à 3 000 entreprises représente un budget passant de 1,8 à 13 millions d'euros pour Bpifrance et l'ADEME.

Recommandation 8 : Favoriser l'usage de matériaux décarbonés dans la commande public (bois, nouvelles technologies d'aciers et bétons...), notamment en mettant en place de nouveaux cahiers des charges d'appels d'offres et en fixant des critères de choix adaptés.

Les technologies de bétons et d'aciers fabriqués avec des procédés à basses émissions de CO₂ commencent à être disponibles. Pour les aciers, il s'agit essentiellement d'aciers recyclés dans des fours électriques, pour les bétons, il s'agit surtout de ciments sans ou à bas taux de clinker.

Ces matériaux vont naturellement trouver des débouchés⁶⁰, comme le montre le contrat de novembre 2020 entre *Hoffmann Green Cement Technologies* et Eiffage pour la fourniture de 50 000m³ de ciment bas carbone. Dans le domaine de l'immobilier, comme des travaux publics, les pouvoirs publics, Etat et collectivité territoriales, peuvent être exemplaires pour l'usage de ciment et d'acier à bas impact carbone dans leur commande. Le contre-exemple de l'analyse CO₂ des ciments incorporant du laitier montre que la gestion de ces commandes doit être menée avec prudence. Il est aussi nécessaire d'organiser les arbitrages généraux, notamment sur l'usage du bois.

Nous recommandons donc de mettre en place, avec l'appui de la DAJ Bercy (responsable du droit de la commande publique) et de la Direction de l'Immobilier de l'Etat, des cahiers des charges d'appels d'offres de nouveaux bâtiments favorisant l'usage de matériaux à bas taux de carbone.

⁶⁰ <https://www.ciments-hoffmann.fr/actualites/signature-contrat-fourniture-eiffage-genie-civil/>

ANNEXES

Annexe 1 : Lettre de mission



Objet : Thème d'approfondissement de la section Technologies et Société : décarbonation des entreprises.

La transition écologique de l'industrie française est un défi sociétal majeur ; c'est notamment un des piliers du Pacte productif. La part des émissions de gaz à effet de serre de l'industrie française était de 18 % des émissions totales en 2015 (28% à l'échelle mondiale). Des technologies sont d'ores et déjà disponibles pour décarboner les activités industrielles les plus émettrices de gaz à effet de serre (production d'acier, d'éthylène, d'ammoniac, de ciment, ...) : leur mise en œuvre a un coût, mais offre aussi des opportunités, comme une moindre dépendance aux énergies fossiles, aux fluctuations de leurs cours, et du prix du carbone, ainsi qu'une meilleure acceptabilité sociale. De nouvelles solutions technologiques sont aussi en préparation, et peuvent offrir des perspectives nouvelles aux entreprises qui les mettront en œuvre, et à celles qui les commercialiseront.

1. Vous évaluerez, notamment en termes d'applications et de coût :

- Le potentiel des technologies communes à de nombreuses filières industrielles qui contribuent à décarboner les procédés de fabrication actuels (efficacité énergétique des processus industriels, électrification des procédés, économie circulaire, technologies digitales, remplacement des combustibles fossiles par des énergies moins carbonées, captage - stockage - utilisation du CO₂, utilisation accrue de la biomasse, ...) ainsi que l'usage des produits qui en résultent¹ ;
- Les procédés en gestation permettant de produire en émettant moins de gaz à effet de serre, et les futures technologies génériques sobres en émissions de CO₂ ;
- plus généralement les perspectives d'une activité économique industrielle et de service de décarbonation des entreprises en France et à l'étranger, en termes de chiffre d'affaires et d'emplois ;
- Les freins au déploiement des technologies de décarbonation (coût des investissements, réglementation...).

¹ Par exemple, le secteur automobile, français et étranger, par la consommation de carburants des produits qu'il met sur le marché, contribue à environ 28 % des émissions de gaz à effet de serre en France.

2. Afin d'accélérer le déploiement de ces technologies, réduire les émissions de gaz à effet de l'industrie française, et pour susciter une offre française innovante de décarbonation des entreprises qui puisse se déployer à l'international, vous formulerez des recommandations susceptibles de favoriser cette innovation tout en respectant les autres objectifs de l'Etat (croissance, lutte contre la désindustrialisation). Vous examinerez à la fois les interventions ciblées sur certaines industries ou technologies et les mesures générales, qu'elles soient existantes ou à créer ; investissements publics, aides à la R&D, mesures fiscales, évolution des normes, régime ETS, protection contre les fuites de carbone au niveau européen...

La mission examinera la soutenabilité et la cohérence d'ensemble des politiques proposées par filière (par exemple, l'exploitation d'un même gisement de décarbonation ou l'utilisation de biomasse par différents filières doit rester compatible avec une répartition adéquate des ressources disponibles). De même, l'équilibre de l'effort national entre soutien à la réduction des émissions à court terme et investissements en recherche-développement puis déploiement d'une offre industrielle sera examiné, à l'aune des meilleures pratiques internationales.

Je vous désigne, sur proposition du président de la section Technologie et Société, rapporteurs de cette mission.

En termes de méthode :

- Vous prendrez l'attache des administrations concernées (DGEC, DGE², CGDD, CGEDD, ADEME...), d'acteurs privés, d'associations, de centres de recherche (notamment l'Alliance Ancre), et des ingénieurs-élèves³ qui conduisent un mémoire 2019/2020 ;
- Vous formulerez des propositions concrètes et opérationnelles à destination des ministres chargés de l'économie et du numérique, en mettant l'accent sur les outils à la disposition de la puissance publique;
- Vous veillerez à que ce sujet soit abordé régulièrement lors des réunions de section,

Vos conclusions sont attendues pour le 15 décembre 2020. Un rapport d'étape contenant des hypothèses de proposition sera remis pour le 30 juin 2020.

Le Vice-Président



Luc ROUSSEAU

Copie : M. le président de la section Technologie et Société

² Travail en cours dans le cadre du Pacte Productif avec plusieurs filières industrielles
³ Anne-Cécile Sigault et Marie-Alexis Bachmann

Annexe 2 : Liste des acronymes utilisés

AAP	Appel à projets
ADEME	Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie
AIE	Agence internationale de l'énergie
BECCS	Bioénergie avec captage et stockage de CO ₂
CEA	Commissariat à l'énergie atomique
CEREN	Centre d'études et de recherches économiques sur l'énergie
CCS	Captage, stockage CO ₂
CCUS	Captage, stockage, utilisation CO ₂
CFC	Chlorofluorocarbures
CGE	Conseil général de l'Economie
CNI	Conseil National de l'Industrie
CSF	Comité stratégique de filière
CSR	Combustible solide de récupération
DARPA	Defense Advanced Research Projects Agency
DGE	Direction générale des entreprises
DGEC	Direction générale de l'énergie et du climat
DRI	Direct reduction of iron (réduction directe du fer)
ETS	Emissions trading system (Système d'échange de quotas d'émissions)
FEDER	Fonds européen de développement régional
GES	Gaz à effet de serre
HFC	Hydrofluorocarbures
IFPEN	IFP Energies Nouvelles
J, kJ, MJ, GJ	Joule, kilojoule, mégajoule, gigajoule
Mt	Million de tonnes
OCDE	Organisation de coopération et de développement économiques
ONF	Office national des forêts
ONG	Organisation non gouvernementale
PCI	Pouvoir calorifique inférieur
PPE	Programmation pluriannuelle de l'énergie
SNBC	Stratégie nationale bas carbone
TRL	Technology readiness level

Annexe 3 : Liste des personnes rencontrées

Ministères, établissements publics

DGEC

Olivier David, Chef du service du climat et de l'efficacité énergétique

Julien Viau, Chef du bureau des marchés carbone

ADEME

Sylvie Padilla, chef de service entreprises et transitions industrielles

Valentin Devries, directeur adjoint entreprises et transitions industrielles

CGDD

David Meunier, chargé de la sous-direction de la mobilité et aménagement au service de l'économie, de l'évaluation et de l'intégration du développement durable

Pascal Dupuis, chef de service de l'économie, de l'évaluation et de l'intégration du développement durable

Mines ParisTech

Maroun Nemer, directeur du centre « Efficacité Energétique des Systèmes »

Marie-Anne Bechereau et Anne-Cécile Sigwalt, auteurs d'un mémoire sur le « soutien public à la transition écologique des entreprises » dans le cadre de leur scolarité

CEA Tech

Florence Lambert, directrice du LITEN

IFPEN

Florence Delprat-Jannaud, responsable de programme Captage et stockage du CO₂ à IFP Énergies nouvelles et Présidente du Club CO₂

BRGM

Didier Bonijoly, directeur adjoint, division géoressources

France stratégie

Nicolas Meilhan, conseiller scientifique

Bérengère Mesqui, Directrice du département Développement durable et Numérique

Académie des technologies

Olivier Appert

Marc Florette

Bernard Tardie

Dominique Vignon

Organisations professionnelles

Alliance des Minerais, Minéraux et Métaux (A3M)

Mélisande Couespel, Responsable Energie et Changement climatique

Cembureau

M. Raoul De Parisot, Président, et président du SFIC

France Chimie

Sylvain Le Net, responsable « énergie et changement climatique »

Syndicat français de l'industrie cimentière

Laure Hélard, déléguée générale

Association Nationale des Industries Alimentaires (ANIA)

Léa Mathieu-Figueiredo, Responsable Environnement

ENTREPRISESVicat

Guy Sildos, président-directeur général

Eric Bourdon, directeur général adjoint

Réseau de transport d'électricité (RTE)

Hervé Mignon, directeur développement économique et territoires

Air Liquide

Guillaume de Smedt, Deputy VP Sustainability

Total

Bruno Seilhan, Vice-president CCUS

Euler-Hermès

Catharina Hillenbrand-Saponar, conseillère dans les secteurs de l'énergie, des métaux et des machines et équipements

THINK TANKFabrique de l'industrie

Thierry Weil, conseiller et fondateur de la Fabrique de l'industrie

Caroline Granier, cheffe de projet

Caroline Mini, cheffe de projet

EPE, entreprises pour l'environnement

Claire Tutenuit, déléguée générale

Carbone4, Fondation Nicolas Hulot

Alain Grandjean, fondateur de Carbone 4 et président de la Fondation Nicolas Hulot

Jean-Marc Jancovici, co-fondateur de Carbone 4, président et fondateur du groupe de réflexion The Shift Project.

Annexe 4 : Chimie

1. Situation des émissions du secteur de la chimie

La chimie est la principale filière émettrice⁶¹ de GES de la filière « Chimie et Matériaux » qui comprend la chimie, le papier-carton, la plasturgie et le caoutchouc. Les émissions annuelles de GES de la chimie s'élevaient en 2015 à 21,5 MtCO_{2eq}, soit 87% de celles de la filière (24,6 MtCO_{2eq}) et 26% des émissions totales de l'industrie française (82 MtCO_{2eq} en 2015).

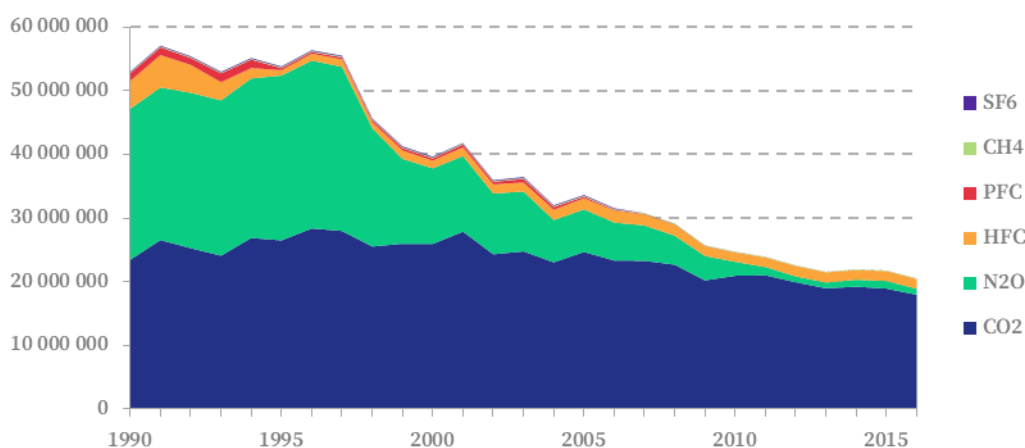
Plus récemment, en 2018, selon le CITEPA, le secteur de la chimie a émis 20,1 MtCO_{2eq}, tous GES confondus (et 19,9 MtCO_{2eq} en 2019 selon une première estimation), soit 25% des émissions de l'industrie manufacturière et de la construction ou encore 4,5% des émissions territoriales nationales hors UTCATF⁶² (444,8 MtCO_{2eq}, Métropole et Outre-mer UE).

Avec 3 300 sites de production et 170 000 salariés, l'industrie de la chimie est le premier secteur manufacturier exportateur de France. Il participe à la croissance économique française avec, depuis 2010, une progression de 2,1% par an de valeur ajoutée, contre 0,6 % par an pour l'ensemble de l'industrie manufacturière.

Les émissions de GES de la chimie française ont beaucoup baissé depuis le milieu des années 90, principalement du fait des autres gaz que le CO₂ ce qui a fortement contribué à réduire la pollution atmosphérique.

Plus précisément, selon le CITEPA, cette baisse des émissions de GES a été de 61%, entre 1990 et 2016, notamment grâce à :

- L'amélioration de l'efficacité énergétique de sa production d'énergie et de ses procédés,
- La forte diminution des émissions de N₂O, liées à la production d'acides adipique et nitrique.



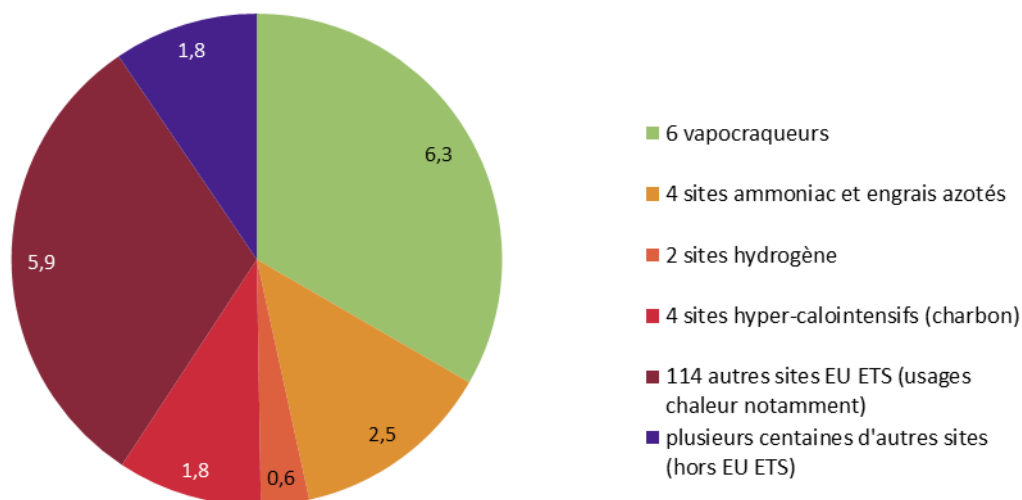
Emissions de GES de la chimie en France par type de gaz (en tCO_{2eq}, source : CITEPA).

85% des 19 MtCO_{2eq} émises par la chimie en France proviennent d'installations couvertes par l'EU-ETS, soit 130 installations environ. Les 15 sites les plus émetteurs concentrent plus de 10 MtCO_{2eq} des émissions de GES.

Les émissions de la chimie par typologie de sites peuvent être réparties approximativement de la façon suivante :

⁶¹ Source : Direction générale des entreprises, <https://www.conseil-national-industrie.gouv.fr/la-filiere-chimie-et-materiaux>

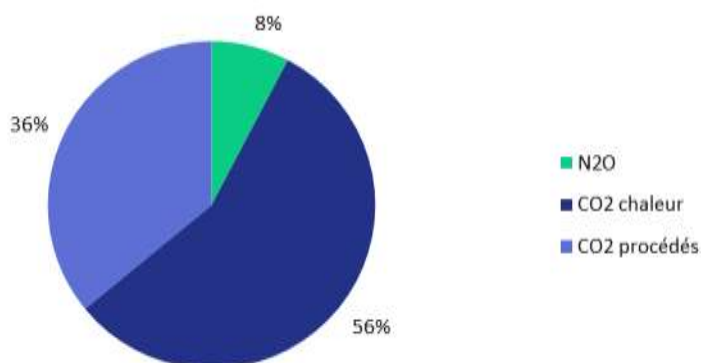
⁶² Utilisation des terres, changement d'affectation des terres et foresterie



Ré-

partition des émissions de GES de la chimie par typologie de site en 2017 (en MtCO_{2eq}, sources : CITEPA, EU-ETS log).

Les émissions de GES de la chimie en France sont désormais majoritairement des émissions de CO₂. Celles-ci sont dues pour environ 60% à la production de chaleur pour les procédés industriels, le reste des émissions de CO₂ étant généré directement par des réactions chimiques autres que la combustion.



Répartition des émissions de GES de la chimie en France en 2017 (en équivalent CO₂).

Ce sont donc vers la baisse des émissions de CO₂ dues à la production de chaleur qu'il faudrait orienter la majorité des efforts de l'industrie chimique.

Selon France Chimie, les entreprises de ce secteur participent d'ores et déjà à la transition énergétique par trois types d'actions :

- en investissant dans l'efficacité énergétique (-16 % de consommation d'énergie par unité produite entre 2008 et 2017, à rapprocher de +12% pour la croissance de la production sur la même période),
- en contribuant à décarboner la chaleur nécessaire aux procédés qui, selon une étude⁶³ menée en 2018 et 2019, devrait s'appuyer principalement sur la valorisation efficace des ressources en biomasse et en déchets,
- en innovant toujours plus dans des nouveaux procédés plus économes en ressources et en énergie.

⁶³ Etude « Pour une production de chaleur décarbonée et compétitive » conduite en 2018-2019 par France Chimie, l'UNIDEN, l'USIPA (industrie de l'amidon) et COPACEL (industrie papetière), en lien avec l'ADEME et la Direction Générale des entreprises.

A plus long terme, des technologies impliquant des procédés de rupture, telles que la production et l'utilisation d'hydrogène bas-carbone ou le CCUS⁶⁴, permettront de réduire substantiellement les émissions de GES de la chimie en France. Les activités concentrant les émissions de procédés (vapocraqueurs, ammoniac, carbonates, hydrogène) sont les principales concernées.

L'intensité de la décarbonation du secteur dépend également de facteurs « exogènes », tels que la disponibilité de techniques et de sources d'énergie décarbonées, ainsi que de la demande qui lui est adressée par les clients.

France Chimie considère que la réussite de cette décarbonation implique :

- d'engager des investissements considérables qui devront s'étaler sur de nombreuses années,
- de mettre en place un cadre réglementaire cohérent avec la baisse des émissions et avec la compétitivité de l'industrie française,
- d'offrir un accès durable et compétitif à des formes d'énergies décarbonées.

2. Une feuille de route pour 2030 et les leviers correspondants

À la suite des travaux pour la décarbonation de l'industrie du Conseil National de l'Industrie, l'Etat et la filière sont convenus d'une feuille de route pour la décarbonation de la filière à l'horizon 2030 ainsi que des leviers qui seront mis en œuvre pour rendre cette trajectoire possible.

La trajectoire à l'horizon 2030 prévoit, à production constante et sous certaines conditions d'accès aux ressources nécessaires et aux financements, une réduction des émissions de la chimie de **5 MtCO_{2eq}** en 2030, par rapport au niveau de 2015, soit une réduction des émissions de 23% en 2030 par rapport à 2015. A cette échéance, la réduction des émissions de GES de la chimie atteindrait 69% en 2030 par rapport à 1990 et 23% par rapport à 2015.

Au-delà de 2030 et jusqu'à l'horizon 2050, la contribution de ce secteur à l'atteinte par la France de la neutralité carbone nécessitera la mise en œuvre de technologies de rupture.

Les leviers techniques à utiliser pour atteindre l'objectif de 2030 sont les suivants :

Levier 1 : amélioration de l'efficacité énergétique d'environ 1% par an entre 2015 et 2030 pour permettre une réduction de 1,3 MtCO_{2eq} par an.

Levier 2 : usage de la chaleur fatale issue d'unité de valorisation énergétique de déchets ou de la combustion de CSR⁶⁵, en remplacement d'une partie des sources de chaleur carbonées, à hauteur de 2,5 TWh/an, pour permettre une réduction de 0,8 MtCO_{2eq} par an.

Levier 3 : utilisation à hauteur de 4,7 TWh de la chaleur biomasse en substitution à de la chaleur carbonée pour permettre une réduction de 1,4 MtCO_{2eq} par an.

Levier 4 : réduction des émissions de N₂O et de HFC à hauteur de 1,5 MtCO_{2eq} à l'horizon 2030 par rapport au niveau de 2015.

Levier 5 : utilisation de biogaz en autoconsommation en remplacement de sources de chaleur carbonées.

Des innovations, y compris de rupture, seront nécessaires pour réduire encore plus fortement les émissions de GES, notamment pour l'horizon 2050. Ceci concerne notamment les vapocraqueurs, l'ammoniac et les engrais azotés, et l'hydrogène. Ces activités représentent aujourd'hui environ 9,4 MtCO_{2eq} d'émissions de GES chaque année. Les leviers identifiés à ce stade sont :

⁶⁴ Captage, stockage et utilisation du carbone.

⁶⁵ Combustibles solides de récupération.

- L'électrification des procédés,
- L'utilisation d'hydrogène bas-carbone,
- Le développement et la mise en œuvre de capacités de capture, de transport et de stockage/utilisation de CO₂ émis par les procédés actuels de production,
- Le développement de l'économie circulaire (notamment pour les plastiques),
- La valorisation des déchets et les nouvelles capacités de production fondées sur l'utilisation de matières premières biosourcées.

3. Actions prévues par la filière

Avant le déclenchement de la crise covid-19, l'industrie de la chimie envisageait de mettre en œuvre les actions suivantes afin d'être en accord avec la trajectoire de décarbonation identifiée à l'horizon 2030 et anticiper la réduction des émissions au-delà de 2030 :

Action 1 : investissements de l'ordre de 45 M€/an dans un outil industriel plus sobre en énergie.

Action 2 : investissements et coûts opérationnels pour la mise en œuvre de capacités de production de chaleur renouvelable à partir de CSR à hauteur de 92 M€/an en moyenne.

Du fait de ces investissements, le surcoût lié à l'utilisation de chaleur moins carbonée par rapport aux solutions fossiles utilisées communément dans l'UE pourrait atteindre de l'ordre de 43 M€/an en 2030.

Action 3 : investissements et coûts opérationnels pour la mise en œuvre de capacités de production de chaleur renouvelable à partir de biomasse à hauteur de 260 M€/an en moyenne.

Du fait de ces investissements, le surcoût lié à l'utilisation de chaleur moins carbonée par rapport aux solutions fossiles utilisées communément en Europe de l'Ouest pourrait atteindre de l'ordre de 166 M€/an en 2030.

4. Soutien attendu de l'Etat pour la décarbonation de la chimie

Certains outils existent déjà pour soutenir la décarbonation de la filière Chimie & Matériaux, notamment le Fonds Chaleur de l'ADEME et les CEE (certificats d'économies d'énergie). Cependant, dans certains cas, ils peuvent ne pas suffire à compenser les surcoûts associés à la chaleur bas-carbone ou aux technologies les moins émettrices de GES.

A cet effet, des actions complémentaires de l'Etat pourraient contribuer au lancement des actions précitées. On peut citer :

Mesure 1 : Une aide à l'investissement pour la décarbonation de l'industrie notamment pour l'efficacité énergétique

Mesure 2 : Sous réserve d'une étude d'opportunité, une aide au fonctionnement pour la chaleur bas carbone visant à compenser une partie des surcoûts dénoncés par les industriels.

Mesure 3 : Mise en place d'un dispositif de soutien à l'autoconsommation de biométhane.

L'Etat accompagnera par ailleurs la décarbonation à long terme de la filière par d'autres mesures :

- Soutien financier à la R&D et à l'innovation pour les technologies de décarbonation de l'industrie, par exemple sur les projets suivants :
 - Développement de la production et de l'utilisation d'hydrogène bas-carbone
 - Expérimentations de projets de CCUS

Plus généralement, l'Etat devra veiller à maintenir pour l'ensemble de l'industrie manufacturière française des conditions favorables à sa compétitivité, ce qui implique :

- Un accès à une électricité bas carbone en quantité suffisante et à un coût faible.
- La mise en place d'un mécanisme européen de tarification carbone aux frontières de façon à limiter les fuites de carbone. De plus, un tel mécanisme apparaît nécessaire au développement de technologies de rupture pour la décarbonation des productions d'hydrogène, d'ammoniac et d'oléfines.
- Un accès à une ressource adéquate en déchets valorisables et en biomasse.

Bibliographie

[1] Faire de la France une économie de rupture technologique - Soutenir les marchés émergents à forts enjeux de compétitivité, rapport aux Ministre de l'Économie et des Finances et Ministre de l'Enseignement Supérieur, de la Recherche et de l'Innovation, Benoît Potier, 7 février 2020.

[2] L'industrie manufacturière en 2018 - L'activité ralentit, le déficit commercial se stabilise, INSEE Première n° 1764, juillet 2019.

Annexe 5 : Ciment

I- Une production de ciment et des émissions de GES de la filière en baisse

a) La consommation de ciment est en baisse depuis la dernière décennie

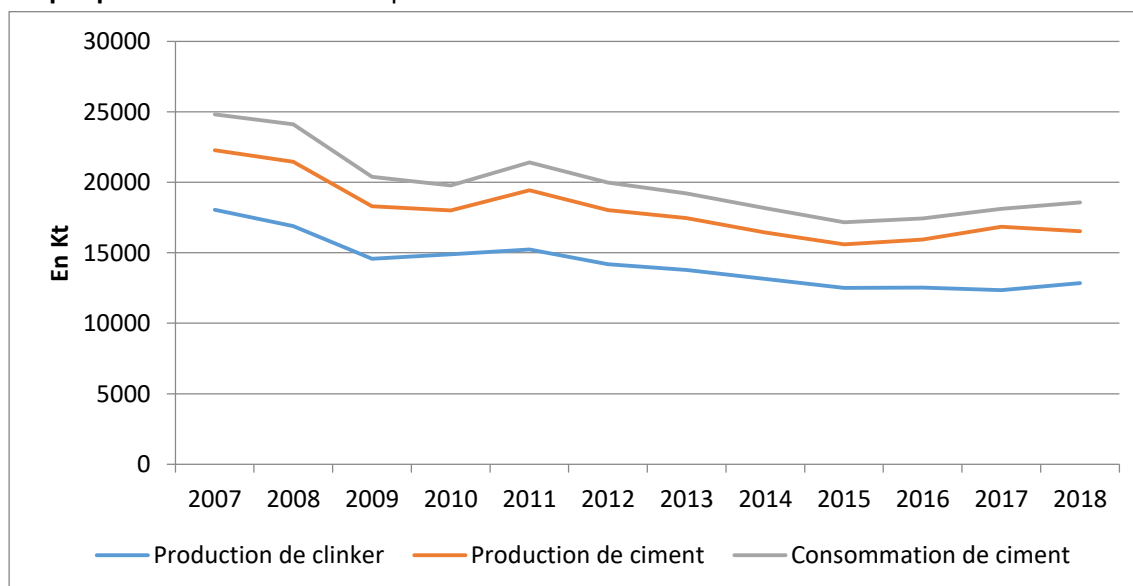
La production de ciment en 2018 s'élève à 16,5 millions de tonnes en 2018, soit 300kg par habitant. L'industrie cimentière employait environ 4 500 personnes en 2018 ; ce chiffre s'élève à 46 000 (dix fois plus), si l'on étend le périmètre de l'analyse à toute la filière béton.

Tableau 1.1. : Evolution de l'emploi cimentier, de la production et consommation de ciment, et de la production de clinker de 2007 à 2018

Année	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Nombre de salariés	5031	4991	4963	4892	4892	4909	2873	4814	4 711	4750	4565	4525
Production de clinker (en kt)	18046	16885	14568	14901	15229	14178	13778	13146	12513	12528	12357	12845
Production de ciment ⁶⁶ (en kt)	22268	21443	18300	17998	19443	18018	17469	16426	15597	15934	16851	16537
Consommation de ciment (en kt)	24803	24116	20381	19785	21410	19973	19217	18165	17170	17429	18120	18580
Consommation de ciment/hab (en kg)	419	407	340	327	350	327	314	297	276	269	280	299

Source : Infociment, L'Essentiel, Les chiffres clés, Rapports 2010 à 2019

Graphique 1.1. : Evolution de la production et consommation de ciment de 2007 à 2018



⁶⁶ Tel que rapporté par les adhérents du SFIC, le Syndicat Français de l'Industrie Cimentière, qui regroupe les entreprises cimentières Ciments Calcia-HeidelbergCement Group, Eciom Groupe CRH, Imerys Aluminate, LafargeHolcim France, Vicat, ainsi que des producteurs de chaux hydraulique.

Tableau 1.2 : Valeur ajoutée, en milliards d'euros, et à prix courants, de la filière ciment, et sa part dans l'industrie et le PIB national en 2016

Année 2016	Valeur ajoutée	Part du PIB national	Part de la production industrielle
Ciment	2,08	0,1%	0,7%
Industrie extractive (énergie, eau, gestion des déchets et dépollution)	51,4	2,6%	18,3%
Production industrielle (en milliards d'euros)	281,1	14,1%	100%
Construction (hors production industrielle)	108,4	5,4%	38,6% ⁶⁷
PIB national	1996,8	100%	N.A.

Source : INSEE Première, Les comptes de la Nation en 2016⁶⁸, N°1650, Paru le : 30/05/2017

INSEE, Valeur ajoutée par branche, Données annuelles de 1949 à 2019⁶⁹

En 2016, la France produit pour 2,08 milliards d'euros de ciments⁷⁰. Cette branche d'activité ne regroupe que douze entreprises, dont 5 réalisent 95% de la production. Ce sont les entreprises Ciments Calcia-HeidelbergCement Group, Egiom Groupe CRH, Imerys Aluminates, LafargeHolcim France, et Vicat. Elles ont des sites partout en France.

b) Les émissions des Gaz à Effet de Serre (GES) de la filière ciment sont en baisse depuis les années 1990, mais l'empreinte carbone reste plus importante que les seules émissions nationales

En 2019, les émissions relatives à la fabrication de minéraux non métalliques représentent 18,2 Mt CO₂, soit 23% des émissions totales de l'industrie (qui s'élèvent à 78,3 Mt CO₂eq), et 4% des émissions nationales (qui atteignent 440,7 Mt CO₂eq). Les minéraux non métalliques comprennent les verres, les ciments, chaux, plâtres, béton, les matériaux de construction en terre cuite, et les enrobés pour route. Parmi eux, les émissions de GES de la production de ciment ont représenté 10,75 Mt CO₂eq en 2015, soit environ 12% des émissions de l'industrie de la même année (91,7 Mt CO₂eq), et 2,3% des émissions totales françaises (457,5 Mt CO₂eq).

Par rapport à 1990, les émissions de GES liées à la fabrication de minéraux non-métalliques ont été réduites de 38%, tandis que les émissions dans l'industrie française ont baissé de 46%. Les émissions de CO₂ représentent la quasi-totalité (99%) des émissions de GES liés à la fabrication de minéraux non métalliques. Les usines de fabrication de ciments sont couvertes par le système d'échange de quota d'émissions de l'UE EU-ETS⁷¹, ainsi que les usines de production de verre, chaux, briques, céramique.

⁶⁷ Rapport construction/production industrielle

⁶⁸ Accessible à : <https://www.insee.fr/fr/statistiques/2856119>

⁶⁹ Accessible à : <https://www.insee.fr/fr/statistiques/2830197>

⁷⁰ Source : INSEE Focus, La production de ciment en France : une industrie très concentrée, N° 121, Paru le 25/07/2018, accessible à : <https://www.insee.fr/fr/statistiques/3589283#consulter>

⁷¹ Pour les installations à four rotatifs produisant 500 tonnes par jour, ou 50 tonnes par jour pour les autres types de four

Tableau 1.2. : Evolutions des émissions des GES (en Mt CO₂eq) absolues et relatives de la fabrication de minéraux non métalliques

Année	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2019
Emissions de GES liées à la fabrication de minéraux non métalliques⁷²	29,4	25,4	25	24,6	21,7	18,2	18,2
Variation (pas : 5 ans)		-13,6%	-1,6%	-1,6%	-11,8%	-16,1%	0%
Emissions de GES de l'industrie	145	141,9	126,7	115,9	91,7	80,5	78,3
Variation (pas : 5 ans)		-2,1%	-10,7%	-8,5%	-20,9%	-12,2%	-2,7%
Part des émissions relatives à la fabrication de minéraux non métalliques dans l'industrie	20,3%	17,9%	19,7%	21,2%	23,7%	22,6%	23,2%

Source: Citepa, Secten, Données par Secteur

Cependant, il ne faut pas sous-estimer l'importance des délocalisations et des émissions importées. Ainsi, l'empreinte carbone du secteur du ciment français est plus élevée que les seules émissions liées à sa production sur le territoire. Bien que les importations nettes de ciment depuis 2002 aient été réduites de -16% (elles s'établissaient à 1 856kt en 2018), les importations nettes de clinker, nulles en 2002 ont cru d'environ 340kt.

Tableau 1.3. : Importations et exportations de ciment et de clinker (2011 – 2018), en milliers de tonnes (kt)

Année		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Ciment	Exportations	1158	1079	1252	1067	1087	985	1063	979
	Importations	3367	3323	3096	2935	2652	2742	2708	2835
	Solde	-2209	-2244	-1844	-1868	-1565	-1757	-1645	-1856
Clinker	Exportation	173	193	198	183	196	174	190	221,7
	Importations	173	124	151	347	237	274	564	859,3
	Solde	0	69	47	-164	-41	-100	-374	-637,6

Source : Infociments, Chiffres clés

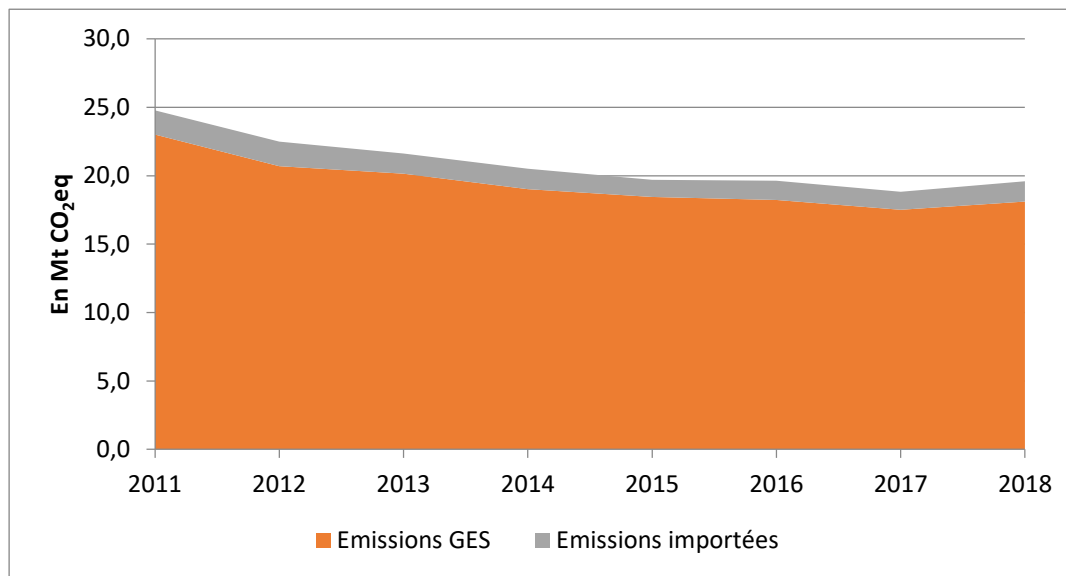
Tableau 2.3. : Evolutions des émissions GES et de l'empreinte carbone du secteur du ciment (2011-2018)

Année	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Emissions GES (Mt CO₂eq)	23,0	20,7	20,1	19,0	18,4	18,2	17,5	18,1
Importations nettes (en kt)	2209	2244	1844	1868	1565	1757	1645	1856
Emissions importées (en Mt CO₂eq)⁷³	1,8	1,8	1,5	1,5	1,3	1,4	1,3	1,5
Empreinte carbone du secteur (Mt CO₂eq)	24,8	22,5	21,6	20,5	19,7	19,6	18,8	19,6
Part émissions importées dans l'empreinte carbone du secteur	7,1%	8,0%	6,8%	7,3%	6,4%	7,2%	7,0%	7,6%

⁷² Intégrant entre autres la production de verre, de ciment, de chaux, l'extraction en carrières, etc.

⁷³ La production d'une tonne de ciment émet environ 800kg de CO₂ (les chiffres communiqués par les industriels oscillent entre 750kg CO₂/tonne ciment produite et 850kg CO₂/tonne ciment produite)

Graphique 2.1. : Evolution des émissions de GES (2011 – 2018) de la production de minéraux non métalliques et de l’empreinte carbone de la France pour le ciment



Les principaux fournisseurs de ciment à la France sont ses voisins européens (Belgique, Espagne, Luxembourg, Allemagne, Italie) et la Colombie.

Tableau 1.4. : Principaux pays fournisseurs de ciments en 2016

Pays	Montant des importations (en milliers d'euros)
Belgique	68 824
Espagne	64 441
Luxembourg	34 690
Allemagne	31 880
Colombie	24 089
Italie	18 341
Total Six Pays	242 265
Total Importations françaises en 2016	307 615

Source : Insee, Statistiques et études, La production de ciment en France, une industrie très concentrée⁷⁴

c) Trajectoire de réduction des GES la filière

Le scénario AMS de la SNBC prévoit une réduction de 24% des émissions de GES relatives à la production de minéraux non métalliques en 2030 et de 85% en 2050, par rapport à 2015. Se profile donc une réduction plus faible pour la production de minéraux non métalliques que la réduction prévue par la SNBC pour l’industrie à horizon 2030 (35%), mais une réduction plus forte à horizon 2050 (81%). Précédemment non-alignée avec les objectifs de la SNBC, la filière ciment, à travers le Comité Stratégique Filière (CSF) Industries pour la Construction au sein du Conseil National de l’Industrie, a rehaussé ses ambitions de 11% à 24% à horizon 2030 (réduction des émissions de CO₂ relative à une tonne de ciment produite⁷⁵).

⁷⁴ Accessible à : <https://www.insee.fr/fr/statistiques/3589283#consulter>

⁷⁵ Ainsi, si la production de ciment augmente, la réduction globale des émissions de GES de la filière sera moins importante que les chiffres affichés

Tableau 1.5. : Trajectoires de réduction des émissions de GES (en Mt CO₂eq) de la filière ciment à horizon 2050

Année	2015 (valeurs réelles)	2025	2030	2050
Objectifs SNBC dans l'industrie	82	65	53	16
Réduction par rapport à 2015		21%	35%	81%
Objectifs SNBC pour la production de minéraux non métalliques	18,4		14	2,8
Réduction par rapport à 2015			24%	85%
Objectifs de la filière ciment (CSF Industries pour la Construction) ⁷⁶ à production constante	18,4		14	3,7
Réduction par rapport à 2015			24%	80%

Au niveau mondial, le scénario 2°C de l'AIE (scénario « Sustainable Development ») prévoit une vitesse de réduction plus lente pour les émissions de GES de l'industrie et du ciment, avec un objectif de neutralité carbone à horizon 2070⁷⁷.

Tableau 1.6. : Trajectoire de réductions des émissions de l'industrie et du ciment au niveau mondial à horizon 2070

Année	2019	2025	2030	2040	2050	2060	2070
Industrie	9020	8860	8250	6170	3890	2210	910
Réduction (par rapport à 2019)		-1,8%	-8,5%	-31,6%	-56,9%	-75,5%	-89,9%
Ciment	2380	2240	2040	1520	900	530	300
Réduction (par rapport à 2019)		-5,9%	-14,3%	-36,1%	-62,2%	-77,7%	-87,4%

Source : Scénario SDS « Sustainable Development de l'AIE »

II- Considérations générales

a) Procédés émetteurs de GES

Les émissions de CO₂ lors de la production du ciment proviennent en majorité de deux sources :

- **La combustion des énergies fossiles** : c'est l'énergie requise pour porter les fours des cimenteries à très haut degré (1450°C) afin de cuire le clinker. La combustion est responsable d'environ 40% des émissions de GES de la production de ciment ;
- **La calcination du carbonate de calcium en oxyde de calcium** : cette réaction se produit lors de la cuisson du clinker, composé à 80% de calcaire et à 20% d'aluminosilicates (ou argiles). Sous la chaleur (à partir de 800°C), le carbonate de calcium (composé majeurs des calcaires) se transforme en oxyde de calcium (chaux vive) et émet du CO₂, selon la réaction $\text{CaCO}_3 \rightarrow \text{CaO} + \text{CO}_2$. Cette étape, la « clinkérisation », est responsable d'environ 60% des émissions de GES de la production de ciment.

⁷⁶ Feuille de route pour la décarbonation de la filière à l'horizon 2030 entre l'Etat et la filière, à travers le Comité Stratégique de Filière (CSF) Industries de la Construction au sein du Comité National de l'Industrie (CNI)

⁷⁷ Cependant, l'Agence a récemment introduit dans ses prévisions un nouveau scénario (NZE2050 pour « Net Zero Emissions by 2050 Case »), qui suppose l'atteinte de la neutralité carbone à horizon 2050.

Au total, la fabrication d'une tonne de ciment émet environ 800 kg de CO₂. En 2050, l'objectif pour la filière est de faire chuter ce chiffre à 130 kg en 2050⁷⁸.

b) Approche analyse cycle de vie (ACV)

Adopter une approche analyse cycle de vie est nécessaire pour décarboner l'ensemble de la chaîne de valeur du ciment. En effet, les émissions lors de la construction et les émissions du bâti (émissions des bâtiments) doivent être prises en compte. Un exemple parlant est celui de l'isolation et des doubles vitrages. Produire des doubles vitrages émet plus des GES lors de la phase de construction, notamment en raison de la quantité de matériaux plus élevée requise, mais permet de réduire l'empreinte carbone finale du bâtiment.

III- Les technologies déployées et retenues par la filière

Deux approches distinctes peuvent être adoptées pour décarboner la filière ciment : émettre moins de tonnes de CO₂ pour chaque tonne de ciment produite, ou bien utiliser moins de ciment. Les leviers 1 à 5 relèvent de la première approche ; les leviers 6 à 7 de la deuxième.

1. Levier 1 : De nouveaux ciments à plus faible teneur en clinker ou cuits à basse température

C'est la solution la plus avancée technologiquement et la plus partagée dans les engagements de décarbonation des acteurs du secteur.

La diminution du taux de clinker dans le ciment, nécessitant une augmentation de la part de substituants, réduit automatiquement la quantité d'émissions de GES par réduction des quantités de clinker cuit.

Les substituants « traditionnels » comme le gypse, les calcaires, les matériaux pouzzolaniques (pouzzolanes naturelles ou artificielles), l'oxyde de magnésium, et autres liants géotechniques peuvent être utilisés.

Toutefois, les déchets et les sous-produits d'autres industries peuvent être favorisés comme adjuvants dans un principe d'économie circulaire. Nous citerons comme exemple : la pâte de ciment recyclée à partir de déchets de démolition, les laitiers de haut-fourneau, les scories, la chaux résiduelle, et les cendres volantes.

Dans cette dynamique de substitution, **le remplacement intégral du clinker par des additions** représente un pas technologique plus avancé : l'utilisation du clinker dans le ciment pourrait disparaître par substitution avec un ou des composants précités.

Le laitier, coproduit issu de la fabrication de la fonte dans les hauts-fourneaux (250 kilos de laitier produit pour une tonne de fonte produite) est le candidat favori pour remplacer le clinker dans le béton. Il est en effet déjà utilisé comme adjuvant au clinker pour ses propriétés conférant une résistance accrue au béton face aux agressions chimiques. Cependant, les inquiétudes relatives à la concurrence pour les ressources sont justifiées : dans un contexte où le secteur de l'acier est lui aussi requis de diminuer ses émissions de GES, la filière explore les options pour réduire ses besoins en minerai. Une solution considérée est l'augmentation du taux de recyclage, ce qui aurait pour conséquence une réduction de la production de coproduits comme le laitier. Afin de tirer profit des synergies

⁷⁸ L'acier, le ciment, l'aluminium en route vers la neutralité carbone, ENJEUX, N°404, Mai 2020.

Chiffres corroborés par Cembureau, The European Cement Association, Cementing the European Green New Deal, Reaching Climate Neutrality along the Cement and Concrete Value Chain by 2050, A roadmap to carbon neutrality

existantes, les mesures de réduction des émissions de GES doivent donc être coordonnées entre industries.

Les pouzzolanes artificielles sont aussi dans le haut de la liste des potentiels remplaçants du clinker. Cependant, les procédures de normalisation qui doivent se faire au niveau européen, s'étalant souvent sur des années, ralentissent la mise sur le marché de ces nouveaux ciments.

Actuellement, la norme NF EN 197-1 classe les différents ciments selon leur teneur en clinker⁷⁹.

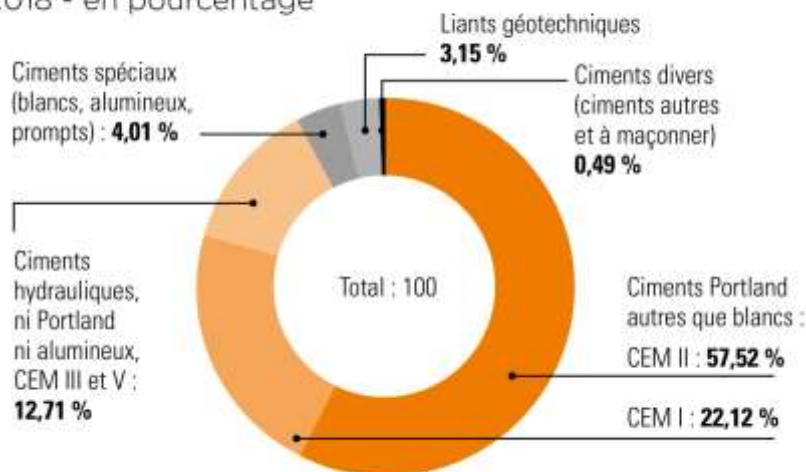
1. **Le CEM I ou Ciment Portland** contient 95 à 100% de clinker (en masse) ;
2. **Le CEM II/A ou B ou C, ou ciment Portland composé** contient au moins 65% de clinker (et 35% d'adjuvants) ;
3. **Le CEM III/A ou B ou ciment de haut-fourneau**, contient entre 5 à 64% de clinker, et entre 36% et 95% de laitier haut-fourneau ;
4. **Le CEM IV/A ou B est un ciment pouzzolanique**. Il n'est pas fabriqué en France ;
5. **Le CEM V/A ou ciment pouzzolanique au laitier** contient 20 à 64% de clinker, 18 à 49 % de laitier de haut fourneau et 18 à 49 % de cendres volantes siliceuses ;
6. **CEM VI ou ciment composé** contient 35 à 49% de clinker, 31 à 59 % de laitier de haut-fourneau et 6 à 20 % de calcaire.

En raison de leurs propriétés chimiques particulières, les différentes générations de ciment ont des applications différentes. Par exemple, le CEM I est utilisé pour les ouvrages d'art car il présente une résistance très élevée ; le CEM II et CEM III/A sont utilisés dans le bâtiment pour leur résistance élevée ; enfin, le CEM III, CEM V et CEM VI sont adaptés aux travaux de mer et hydrauliques car ils résistent bien aux milieux agressifs.

Graphique 3.1. : Production française par type de ciment (2018)

Production par catégories de ciments

2018 - en pourcentage



Source : Infociment – L'essentiel - Chiffres clés 2019

L'intégration à la nouvelle version de la norme NF EN 197-1 pour les nouveaux ciments CEM II/C-M, CEM VI, LC3 est prévue pour novembre 2020. Cependant, il est fort probable que le processus soit retardé, car la Commission s'interroge depuis la mi-mai 2019 sur la légalité de la procédure de révision de son mandat de demande de normalisation auprès du Comité européen de normalisation (CEN)⁸⁰.

⁷⁹ ADEME, Transition industrielle - Prospective Energie Matière : vers un outil de modélisation des niveaux de production, mai 2020 : accessible à : <https://www.ademe.fr/transition-industrielle-prospective-energie-matiere-vers-outil-modelisation-niveaux-production>

⁸⁰ L'usine Nouvelle, A la poursuite du ciment vert, par Franck Stassi, publié le 20/04/2020, accessible à : <https://www.usinenouvelle.com/article/a-la-poursuite-du-ciment-vert.N953076>

2. Levier 2 : Augmentation du taux de substitution des combustibles fossiles par des déchets énergétiques, et augmentation de la part de biomasse dans les combustibles

La substitution des combustibles fossiles par des déchets énergétiques (pneus, encombrants ménagers non recyclables), dénommés Combustibles Solides de Récupération (CSR), est une piste réaliste pour réaliser des économies de combustibles fossiles dans le processus de clinkérisation.

Alors que la plupart des leviers évoqués dans le rapport reflètent des perspectives de moyen ou long terme, l'utilisation des combustibles de substitution représentent d'ores et déjà une démarche significative pour les industriels cimentiers : ils fournissent plus de 40% de leur consommation d'énergie.

Au-delà de l'enjeu climat, l'utilisation des CSR s'inscrit dans une problématique de maîtrise des coûts pour les cimentiers, qui y trouvent donc un avantage économique.

Tableau 3.1. : Consommation d'énergie dans l'industrie cimentière, par type de carburants (en Téra-joules)

Année	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Charbon	9360	11100	11400	11040	9240	7950	8430	9330	7710	7800
Coke de pétrole	25556	26153	26153	22341	27645	22507	19855	18562	16839	19225
Fuel lourd	538	621	663	1242	621	1284	745	331	952	124
Gaz	238	278	248	268	1102	772	446	403	647	683
Combustibles de substitution, brais et divers	24275	23885	23613	20772	16659	18502	18803	19409	20148	20225
Total	59968	62037	62077	55663	55267	51015	48279	48036	46296	48057
Part des combustibles de substitution	40%	39%	38%	37%	30%	36%	39%	40%	44%	42%

Source : Infociment, L'essentiel, Chiffres Clés

Conversions utilisées : Charbon : 1 tonne = 30GJ ; Coke de pétrole : 1 tonne = 0.762 tep ; Fiouls lourds : 1 tonne = 0.952 tep ; 1 tep = 43,5 GJ

Sur les 10 dernières années, la consommation de combustibles de substitution a d'abord connu une baisse d'environ 30% sur la période 2009 – 2013, puis une hausse d'environ 20% sur la période 2013 – 2018. Les niveaux de consommation de carburants alternatifs en 2018 sont inférieurs 17% par rapport à 2009, et l'augmentation de la part de carburants alternatifs sur la période 2009 – 2018 est mineure (+ 2 points de pourcentage).

Encadré 3.1. : Projets pilotes

La cimenterie de d'Allmendingen (commune du Bade-Wurtemberg) en Allemagne⁸¹, gérée par Schwenk Cement, ainsi que Retznei, en Autriche, site géré par LafargeHolcim⁸², utilisent toutes deux 100% de carburants de substitution.

La cimenterie de Brevik⁸³, en Norvège, opérée par HeidelbergCement, utilise 72% de carburants de substitution.

Le groupe français Vicat travaille à l'élimination des combustibles fossiles dans ses usines européennes, à travers la récupération des déchets des métropoles. En 2019, le groupe a annoncé un taux minimal 26,5% d'utilisation de combustibles de substitution dans ses cimenteries. Ses deux usines les plus performantes, l'usine de Reuchenette en Suisse et de Créchy en France, affichent des taux respectifs d'emploi de 90% et 79% de combustibles de substitution.

⁸¹ Cf. site Internet (en Allemand) : <https://www.schwenk.de/zementwerk/schwenk-zementwerk-allmendingen/>

⁸² Cf. site Internet (en Allemand) : <https://www.lafarge.at/ueber-uns/werk-retznei>

⁸³ Cf. site Internet (en Anglais) : <https://www.norcem.no/en/brevik>

Le manque d'uniformité concernant la qualité des CSR et le système de préférence locale dans leur gestion freinent la généralisation de l'utilisation de ces derniers dans les cimenteries.

Il n'existe actuellement pas de norme globale sur les CSR utilisés dans les cimenteries mais une batterie de cahiers des charges spécifiques à chaque cimenterie. Ce manque d'uniformité complique le processus d'approvisionnement des cimentiers en CSR.

De plus, bien que présents en quantité suffisante sur le territoire français, les CSR ne sont pas disponibles dans toutes les localités, du fait de la gestion locale des types de déchets. En effet, en France, les CSR sont assimilés à des déchets. Les articles R. 541-7 à R. 541-11-1 du Code de l'environnement guident la classification des déchets (dangereux vs. non dangereux), et donnent le pouvoir au préfet d'altérer cette classification au niveau local. La combustion des CSR doit se faire dans le cadre de l'arrêté du 20/09/2002⁸⁴ qui stipule les conditions de co-incinération (combustion avec valorisation de la chaleur produite) des déchets.

La question qui se pose donc est celle de l'optimisation de la gestion des CSR pour les industriels pour qui ils constituent une solution de décarbonation (ciment, chimie, papier). Par exemple, pour le secteur du ciment, il serait recommandable d'envisager une norme commune de qualité pour les CSR utilisés dans les cimenteries, et de lever les obligations de préférence locale existantes sur les CSR de qualité cimenterie, afin de faciliter l'approvisionnement des cimentiers.

Les incertitudes relatives à la comptabilité carbone doivent aussi être éclaircies : les réductions d'émissions de GES en lien avec l'utilisation de matière provenant d'autres secteurs doivent-elles être imputées à l'industrie du ciment ou au secteur d'où elles proviennent à l'origine ? Cette question se pose pour les CSR, mais aussi pour les laitiers de hauts-fourneaux qui entrent dans la fabrication des ciments de substitution. Le SFIC (Syndicat Français de l'Industrie Cimentière) observe que le système ETS ne permet pas de déduire les émissions de CO₂ liées à la combustion de déchets, contrairement à certains référentiels internationaux, privant ainsi les cimentiers d'incitations.

L'augmentation de la part de biomasse dans les combustibles doit aussi permettre de réaliser des économies de combustibles lors de la clinkérisation. Cependant, la concurrence pour la biomasse entre les différents usages que lui promette un avenir décarboné représente un risque pour les cimentiers. C'est un enjeu d'autant plus important qu'en termes de comptabilité carbone, la biomasse permet de déduire les émissions de CO₂ évitée, à contrario de la combustion des CSR à l'heure actuelle. Certains cimentiers ont déjà mis en place des stratégies consistant à se rendre propriétaires de forêts pour assurer leur ressource.

Le CSF Industries pour la Construction estime que des investissements compris entre de 5 à 15 millions d'euros/site (cimenterie) sont nécessaires afin d'augmenter le taux d'intégration des déchets énergétiques dans la phase de combustion (mise à niveau des installations, optimisation de l'approvisionnement, etc.).

3 Levier 3 : La poursuite de l'amélioration de l'efficacité énergétique

Les solutions d'efficacité énergétique permettent de réduire la consommation d'énergie pour un niveau de production donnée. Pour les cimenteries, cela correspond à des fours plus efficaces (conversion des préchauffeurs et autres types de fours en fours de précalcination), ou à la valorisation de la

⁸⁴ ARRETE DU 20 SEPTEMBRE 2002 RELATIF AUX INSTALLATIONS D'INCINERATION ET DE CO-INCINERATION DE DECHETS NON DANGEREUX ET AUX INSTALLATIONS INCINERANT DES DECHETS D'ACTIVITES DE SOINS A RISQUES INFECTIEUX, ACCESSIBLE A : [HTTPS://WWW.LEGIFRANCE.GOUV.FR/LODA/ID/JORFTEXT00000234557/2020-10-09/](https://www.legifrance.gouv.fr/LODA/id/JORFTEXT00000234557/2020-10-09/)

chaleur fatale (chaleur dégagée de la combustion, qui est ensuite perdue) des installations. Cembureau, l'association des cimentiers européens, estime que la récupération de la chaleur des refroidisseurs pourrait générer jusqu'à 20 % des besoins en électricité de la cimenterie⁸⁵.

Encadré 3.2. : Etude pilote

Vicat étudie actuellement la possibilité de produire de l'hydrogène par électrolyse à partir de la récupération de la chaleur fatale. L'hydrogène produit pourrait être recombinaison par méthanisation avec le CO₂ capté sur les fumées des fours. L'hydrogène devenu méthane remplacerait une partie des combustibles fossiles ou pourrait être réinjecté dans le réseau (application «Power-to-Gas»). En complément, l'hydrogène pourrait être valorisé comme vecteur énergétique hydrogène pour des usages « électromobilité », et « industriels » (réinjection directe de l'hydrogène dans le four).

Une autre piste considérée est la mise au point de clinkers cuits à plus faible température, économisant les émissions de CO₂ liées à la combustion et à la clinkérisation.

Selon l'ADEME, les professionnels prédisent un développement plutôt lent de cette technologie (5% de part de marché en 2050), et ce pour un gain en CO₂ de 30% environ dans la production d'une tonne de ciment, soit un impact global de 1.5%⁸⁶.

Encadré 3.3. : Projet pilote

Inaugurée en 2019 dans les environs de la Roche-sur-Yon (Vendée), la cimenterie **d'Hoffman Green Cement Technologies**, d'une capacité de production de 50 000 tonnes de ciment par an, se revendique la plus verte d'Europe.

La méthode de production repose sur une activation à froid des matières premières, sans cuisson. L'usine emploie des coproduits d'autres industries pour produire son ciment : le laitier (issus des hauts fourneaux d'acier), l'argile flashée (boues d'argile), et le désulfogypse (déblais de chantiers).

Ainsi, le ciment Hoffman émet 188kg de CO₂ par tonne de ciment produite contre plus de 859kg de CO₂ par tonne pour le ciment traditionnel selon l'entreprise. Il est actuellement vendu sur trois marchés du bâtiment : en béton préfabriqué, en béton prêt à l'emploi, et en sacs de ciment.

Le prix du béton fabriqué à partir du ciment Hoffmann est de 40 € par m³, alors que le béton traditionnel coûte 20 € par m³, soit un prix deux fois plus élevé. Cependant, ce surcoût diminue à l'échelle d'un bâtiment, car le ciment ne représente pas la majorité des coûts du bâti. Un bâtiment de 3000 m² construit avec du ciment Hoffman n'est que 3% plus cher qu'un édifice construit avec du ciment traditionnel, ce qui diminue tout de même drastiquement sa compétitivité sur le marché si des mécanismes d'ajustement ne sont pas adoptés.

4. Levier 4 : Le Captage et le Stockage du Carbone (CCS)

Atteindre l'objectif de décarbonation à l'horizon 2050 impliquerait nécessairement l'utilisation des technologies de rupture CCS, identifiées mais pas encore disponibles sur le marché.

Le SFIC (Syndicat Français de l'Industrie Cimentière) estime que les investissements en CCS représenteraient entre 100 et 150 millions d'euros par usine. Les projets lancés actuellement représentent entre 5 et 20 millions d'euros et ont en général une durée de 5 ans.

Concernant le CCS, deux problématiques majeures émergent : **l'acceptabilité sociale** et **les coûts additionnels liés au transport du CO₂**. En effet, en raison de la sensibilité des populations face au stockage du CO₂ près de leur lieu de vie, le modèle dominant actuellement consiste à capter le CO₂ puis à le

⁸⁵ Cembureau, Cementing the European Green Deal, Reaching Climate Neutrality along the cement and concrete value chain by 2050

⁸⁶ ADEME, Transition industrielle – Prospective énergie matière : vers un outil de modélisation des niveaux de production, Mai 2020

transporter par voie maritime vers des gisements pétroliers déplétés, ou les aquifères salins off-shore. Toutefois, les cimenteries sont éparpillées sur le territoire français, à l'image des gisements de calcaire, et éloignées des ports. Le transport du CO₂ vers les sites offshore, et le matériel requis, s'additionne donc au coût financier et écologique des projets CCS.

La réflexion en matière **d'utilisation du CO₂ par d'autres secteurs** (CCUS, Utilisation du Carbone) n'est à l'heure actuelle pas coordonnée au niveau national.

Encadré 3.4 : Projet pilote

Le 16 juin 2020, Norcem, la filiale norvégienne de HeidelbergCement, et Aker Solutions (société d'ingénierie) ont signé un accord pour la fourniture d'une installation de capture, de liquéfaction et de stockage intermédiaire du CO₂ à la cimenterie Norcem Brevik en Norvège⁸⁷. Si les financements du gouvernement norvégien sont octroyés, l'installation CCS de Brevik pourrait capturer jusqu'à 400 000 tonnes de CO₂ par an, ce qui représente environ 40% des émissions de la production actuelle du site⁸⁸. Ces émissions seraient stockées en mer du Nord, dans l'aquifère salin choisi pour le projet Northern Lights développé Equinor, Shell et Total.

5. Levier 5 : La carbonatation du béton

L'une des voies explorées aujourd'hui est celle de l'accélération du phénomène « naturel » d'absorption du CO₂ contenu dans l'air par le béton. Naturellement, entre 15% et 20% du CO₂ de l'air est absorbé par le béton. Il est possible d'augmenter ce taux en augmentant la surface spécifique pour capter le CO₂, et en plaçant le béton recyclé dans un environnement riche en CO₂ (tel que le gaz de cimenterie, qui contient 15% de CO₂). Il serait possible d'atteindre des seuils d'absorption de 50%. Dans une logique circulaire, le béton riche en CO₂ peut ensuite être recyclé, et servir pour la construction de routes par exemple. Les industriels mettent en avant un potentiel de réduction des émissions de 10% pour l'industrie cimentière en France, bien que le processus soit toujours en phase de R&D.

6. Levier 6 : Réduction de l'empreinte carbone du m² construit

Les solutions précédentes s'attaquent à diminuer l'empreinte carbone ACV du ciment. Utiliser moins de ciment est une solution pour réduire les émissions de GES du secteur.

Cela peut se faire par substitution avec d'autres matériaux (comme le bois) mais une analyse sur le cycle de vie de différents matériaux doit être conduite pour évaluer le gain net en émissions de GES par substitution de matériaux.

Il est aussi possible de construire avec moins de ciment, en adoptant une approche différenciée par étage des bâtiments. Par opposition aux structures réalisées aujourd'hui, de dimensions standardisées, les constructeurs peuvent diminuer la surface et le volume des structures d'un étage d'un bâtiment avec la hauteur de ce dernier, car les piliers et murs des étages supérieurs requièrent moins de ciment que ceux des étages inférieurs. La technologie de l'impression 3D ouvre des possibilités de fabrication de structures en ciment différenciées selon les étages.

Allonger la durée de vie des bâtiments devrait aussi permettre d'économiser du carbone. Actuellement, la durée de vie moyenne d'un bâtiment est de 50 ans. Cependant, penser la longévité des bâtiments dès leur conception, en les prévoyant modulables pour d'autres utilisations, permettraient de

⁸⁷ Heidelbergcement, Communiqué de presse, 17 juin 2020 : <https://www.heidelbergcement.com/en/pr-17-06-2020>, et Norcem, HeidelbergGorup, CCS at Northern Brevik : <https://www.norcem.no/en/CCS%20at%20Brevik>

⁸⁸ Production annuelle d'environ 1.2 million de tonnes de ciment. Chaque tonne de ciment émet environ 800kg de CO₂ (entre 783kg et 860kg selon les cimenteries). 960 000 000 kg de CO₂ émit, soit 960 000 tonnes de CO₂.

doubler cette durée de vie moyenne. Par exemple, la création des grands plateaux dont la disposition intérieure est facilement modifiable permet de conserver le plus d'options possibles pour la suite.

7. Levier 7 : Le recyclage

Réutiliser le granulat des chantiers de démolition du BTP peut servir à la fabrication du nouveau béton. Cependant, l'industrie du ciment déplore la norme européenne NF EN 206/CN, qui limite la quantité de granulats recyclés autorisée dans le béton. La norme classe le granulat de béton en trois catégories, et prévoit des seuils pour leur utilisation dans le nouveau béton selon la catégorie d'exposition. Au maximum, les cimentiers peuvent introduire 60% de granulat recyclé dans la fabrication du béton (classe d'exposition X0).

Tableau 3.2. : Taux de recyclage (en %) de granulat recyclé selon la classe d'exposition du béton nouveau, comme autorisé par la norme NF EN 206/CN

Type de granulat recyclé	Classes d'exposition			
	X0	XC1, XC2	XC3, XC4, XF1, XD1, XS1	Autres classes d'exposition
Gravillon Type 1	60	30	20	0
Gravillon Type 2	40	15	0	0
Gravillon Type 3	30	5	0	0
Sable	30	0	0	0

Source : Infociment, La norme béton NF EN 206/CN : Granulats recyclés

Selon l'UNICEM⁸⁹, le taux final de recyclage et valorisation matière des déchets (tous déchets confondus) et déblais produits par l'activité BTP atteignait 69 % en 2014. Ce taux varie selon l'activité (60 à 80 % pour la démolition, 10 à 30 % pour la réhabilitation, 40 à 60 % pour la construction neuve) et selon le type de déchets (60 à 70 % sur les déchets inertes, 30 à 50 % pour les déchets non dangereux non inertes). Ces progrès s'inscrivent dans les objectifs européens et nationaux : la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique et la croissance verte, fixe un objectif de 70% de valorisation des déchets de chantiers à l'horizon 2020⁹⁰, en transcription de la directive 2008/98/CE relative aux déchets.

⁸⁹ Union nationale des industries de carrières et matériaux de construction, qui rassemble les industries extractives de minéraux ainsi que les fabricants de matériaux de construction

⁹⁰ Objectif est fixé par la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, qui figure à l'article L. 541-1 du code de l'environnement : « La politique nationale de prévention et de gestion des déchets est un levier essentiel de la transition vers une économie circulaire. Ses objectifs, [...], sont les suivants : [...] Valoriser sous forme de matière 70 % des déchets du secteur du bâtiment et des travaux publics en 2020 ».

Un projet de recherche d'envergure nationale pour développer le recyclage du béton, **Recybéton**, piloté par l'Irex (l'Institut pour la Recherche appliquée et l'Expérimentation en génie civil) et soutenu par le Ministère de la Transition Énergétique, a été conduit à partir de 2012⁹¹. Le rapport, publié fin 2018, encourage les industriels à conduire des essais techniques lors de la récupération de granulats recyclés, à augmenter le taux de substitution des granulats recyclés dans le béton à la hauteur des valeurs limites fixées par la norme, et à modifier certaines règles de calcul pour le dimensionnement des ouvrages faits à partir de béton recyclé. De plus, les industriels sont invités à veiller à certaines spécificités dans la production de béton à partir de granulats recyclés, à développer l'approche analyse cycle de vie du béton pour mesurer son empreinte carbone, et à mettre en place une assurance à destination des consommateurs de béton conçu à partir de granulats recyclés.

IV- Les engagements de la filière et potentiels de réduction des GES

Tableau 4.1. : Maturité technologique et potentiel de réduction des GES par technologie

Levier	Réduction des émissions à l'horizon 2030 (Mt CO ₂ eq)	Réduction des émissions à horizon 2050 (Mt CO ₂ eq)	Calendrier
1 – Ciments à plus faible teneur en clinker	0,7	2,1	A partir de 2025
2 – Substitution CSR	0,18	0,5	A partir de maintenant
2 – Augmentation de la part de biomasse dans les combustibles	0,25	0,75	A partir de maintenant
3 – Efficacité énergétique	NC	NC	A partir de maintenant
4 – Le CCS	NA	5,6	A partir de 2030
Total	1,13	8,95	

Note : Les économies d'émissions de GES réalisées par leviers 5, 6 et 7 ne sont pas chiffrées

A court terme, les principaux obstacles à la décarbonation du ciment sont dus à la longueur des processus de normalisation pour les innovations de matériaux, ainsi qu'à la concurrence pour l'accès aux ressources CSR et biomasse.

A long terme, la technologie la plus mature pour la filière ciment semble être le CCS. En effet, la substitution de l'électricité aux combustibles fossiles comme source de chaleur pour des températures aussi élevées que celles nécessaires pour la clinkérisation paraît peu probable. Les fours électriques à ciment à l'échelle industrielle ne sont pas encore disponibles, et les industriels n'envisagent pas cette option à l'heure actuelle.

En outre, l'hydrogène n'est encore adapté pour la production de chaleur : le remplacement du combustible classique par de l'hydrogène nécessiterait une nouvelle conception du four. Une autre application de l'hydrogène est la valorisation de la chaleur fatale. Cependant, les circuits « Power-to-Gas »⁹² sont encore au stade embryonnaire, et ne font pas partie des applications à prioriser dans le cadre du développement de l'hydrogène.

⁹¹ Voir le Rapport « Comment Recycler le Béton dans le béton, Recommandations du Projet national Recybéton », novembre 2018, accessible à : https://www.pnrecybeton.fr/wp-content/uploads/2018/11/RECYBETON_Recommandations_2018-11-26.pdf

⁹² Fabrication de l'H₂ par récupération de chaleur fatale, puis méthanisation par ajout de CO₂ et réinjection dans les réseaux de gaz

1. Ciments avec plus faible teneur en clinker

La filière⁹³ s'est engagée à mettre sur le marché des ciments bas carbone dès que le processus de normalisation sera terminé.

Tableau 4.1. : Les nouveaux ciments et leur intégration à la norme NF EN 197-1

TYPE	COMPOSITION	PORTION CLINKER	RÉDUCTION EMPREINTE / AU CEM I	CONFORMITÉ AVEC LA NF EN 197-1 ⁽¹⁾	NOTE
CEM II/C-M (M pour mélange)	Mélanges dits « ternaires » : clinker, composés cimentaires (laitiers, cendres ou pouzzolane) et de calcaire	50 à 65%	35% à 65%	<ul style="list-style-type: none"> • Non visé actuellement • Intégration dans la nouvelle version à horizon fin 2020 	<ul style="list-style-type: none"> • Les CEM II actuellement visés par la norme ne contiennent qu'un seul matériau de substitution et non un mélange, • Performances mécaniques et de durabilité analogues aux ciments
CEM VI	Mélanges dits « ternaires » : Clinker, composés cimentaires (laitiers, cendres ou pouzzolane) et de calcaire	35 à 50%	35 à 65%	<ul style="list-style-type: none"> • Non visé actuellement • Intégration dans la nouvelle version à horizon fin 2020 	<ul style="list-style-type: none"> • Performances mécaniques et de durabilité analogues aux ciments • Ciments
LC3 (Limestone calcined clay cement)	Clinker, calcaire et métakaolin (argile calcinée)	NC	35 à 40%	<ul style="list-style-type: none"> • Non visé actuellement • A priori intégration dans la nouvelle version à horizon fin 2020 	<ul style="list-style-type: none"> • Résistance physique supérieure à celle des ciments actuels
Ciments alternatifs	Nouveaux clinkers, se caractérisant par une température de formation plus basse	Selon ciment	de l'ordre de 30%	<ul style="list-style-type: none"> • Non visé • Norme spécifique, à paraître, pas d'idée sur l'horizon de cette parution 	<ul style="list-style-type: none"> • Projet EcoBinder • Solidia® (LafargeHolcim)
	Sans clinker	0%	70 à 80%	<ul style="list-style-type: none"> • Non visé 	<ul style="list-style-type: none"> Fabricants : • Ecocem • Hoffmann Green Cement Technologies (HP2A)

Source : Bétons bas carbone – Note FCBA.

Note : Les « ciments alternatifs » sont ceux contenant du clinker se formant à basse température.

Concernant les ciments alternatifs, il n'y a pas d'indication quant à leur intégration prochaine dans la norme NF EN 197-1. Cependant le ciment CEMROC, à dosage très faible en clinker, de la société Holcim a été couvert par la norme NF EN 15 743 + A1 de juin 2015 ; et une expérimentation pour l'application dans le bâtiment (prison de Ris Orangis) a déjà été réalisée.

Grâce aux ciments à plus faible teneur en clinker, le CSF Industries pour la Construction estime une réduction de **0,7 Mt CO₂ à l'horizon 2030** et de **2,1 Mt CO₂ à l'horizon 2050**. En effet, ces ciments auraient une empreinte carbone plus faible de 35% par rapport à la moyenne des ciments commercialisés actuellement.

L'ADEME estime que le taux d'adjuvants passerait de 1,23 (en 2014) à 1,5 en 2050, représentant une diminution de la consommation de clinker de 16%⁹⁴.

Cembureau, table sur une réduction de 3.5% des émissions de GES liés au processus de décarbonation à l'horizon 2030 par rapport à 2017, et de 8% à horizon 2050 par rapport à 2017. Appliqué aux données françaises d'émissions de GES, cela correspond à une réduction de 0,375 Mt CO₂eq⁹⁵ à l'horizon 2030 et 0,84 Mt CO₂eq⁹⁶ à l'horizon 2050.

⁹³ Représentée au sein du Comité Stratégique de Filière pour les Industries pour la Construction, abrité par le Conseil National de l'Industrie.

⁹⁴ ADEME, Transition industrielle – Prospective énergie matière : vers un outil de modélisation des niveaux de production, Mai 2020

⁹⁵ Les émissions de GES liées au procédé de décarbonation correspondent à environ 60% des émissions de la production de ciment. Pour les niveaux d'émissions en 2017, nous obtenons donc : 17,5 * 60% * 3,5% = 0,375.

⁹⁶ 17,5 * 60% * 8% = 0,84

2. CSR et biomasse

Cembureau affiche un objectif de 60% de carburant alternatifs, et 30% de biomasse, d'ici à 2030 (soit entre 10 et 20 points de plus qu'aujourd'hui). A horizon 2050, les objectifs sont plus ambitieux : 90% de carburants alternatifs, et 50% de biomasse.

Selon le CSF Industries pour la construction, l'augmentation du taux de substitution des combustibles fossiles par des déchets (CSR) aiderait à réduire de **0,18 Mt CO₂eq** les émissions de GES en 2030 et de **0,5 Mt CO₂eq** les émissions de GES en 2050. L'augmentation de la part de biomasse dans les combustibles devrait permettre d'économiser **0,25 Mt CO₂eq** à l'horizon 2030 et **0,75 Mt CO₂eq** à l'horizon 2050.

3. La poursuite de l'efficacité énergétique

Il n'y a pas d'objectifs concrets pour ce levier. Cembureau mentionne une amélioration de 4% de l'efficacité thermique en 2030 par rapport à 2017, et de 14% par rapport à 2050. Le potentiel de réduction des émissions de GES pour ce levier n'est pas communiqué/évalué.

4. Le CCS

Selon Cembureau, en 2050, les technologies CCUS captureront 42% des émissions de la production de ciment. A horizon 2050, l'AIE anticipe que les technologies CCS absorberont à l'échelle mondiale 1020 Mt CO₂eq/an des émissions du secteur du scénario de base⁹⁷, qui prévoit des émissions de GES annuelles de l'ordre de 2 585 Mt CO₂eq, soit un ratio de 40%. L'efficacité énergétique, et la substitution du clinker devraient permettre d'économiser respectivement 375 et 220 Mt CO₂eq/an, soit 15% et 9% des émissions du secteur du ciment.

Le CSF Industries pour la Construction affiche un potentiel de réduction de **5,6 Mt CO₂** à l'horizon 2050. Le BRGM (Bureau de Recherches Géologiques et Minières) travaille sur une cartographie des zones favorable au stockage de CO₂ en France. Un projet pilote sur un site industriel français doit être mené en partenariat avec l'IFPEN (l'Institut Français du Pétrole et des Energies Nouvelles).

V- Mesures de soutien pour la transition

Beaucoup de scénarios de décarbonation de l'industrie reposent sur l'avancée de l'innovation et les technologies de rupture.

Ainsi, à l'horizon 2050, Cembureau envisage la réduction par 3 des émissions de GES par tonne de ciment produit, de 667 kg CO₂/t ciment en 2017 à 227kg CO₂/t en 2050, soit une réduction de 440 kg de CO₂/t ciment produite. Sur cette réduction, plus de la moitié du financement est censée provenir du soutien public : aide à l'innovation, infrastructure de gazoduc pour transporter le CO₂, accès à une électricité d'origine renouvelable abordable, prix de la tonne de CO₂ élevé pour soutenir les investissements, capacité à répercuter les coûts du CO₂ sur les prix.

Ainsi, les scénarios de décarbonation ne deviendront réalité qu'avec les capacités technologiques et financières, soutenues par les incitations nécessaires.

a) Mécanisme d'ajustement aux frontières

Les entretiens menés par la mission montrent que la décarbonation du ciment ne relève pas d'un problème de pouvoir d'achat a priori : l'augmentation des coûts et des prix du ciment représentera un surcoût faible dans le prix total d'un bâtiment. Cependant, c'est un sujet de compétitivité face aux industries cimentières étrangères. Ainsi, l'industrie n'est pas prête à supporter les coûts de la décarbonation sans mécanisme d'ajustement aux frontières pour le surcoût engendré. De plus, il faut noter

⁹⁷ Scénario STEPS, « Stated Policies Scenario », qui prend en compte les mesures annoncées par les autorités en matière de climat

que le ciment est un bon candidat pour un mécanisme d'ajustement aux frontières. C'est un produit composé d'une unique matière, à provenance donc unique, pour lequel il est facile de calculer l'empreinte carbone. Il pourrait donc servir de produit pilote pour l'instauration d'une taxe carbone aux frontières.

b) Contrat de différence (contract-for-difference) pour le carbone

A l'image des contrats de différence pour le prix de l'électricité qui garantissent un revenu plancher aux installations de production d'électricité d'origine renouvelable, il s'agirait pour l'Etat de garantir un prix du carbone plancher, et de verser la différence dans le cas où le prix du carbone sur le marché (EU-ETS) serait plus bas que le prix garanti. La considération d'un prix CO₂ fictif fournit aux investisseurs la stabilité exigée pour bâtir leurs modèles d'affaires.

c) Soutien à l'investissement

Il existe de précieuses **aides de l'ADEME** (économie circulaire, chaleur, etc.) qui répondent aux besoins à court terme. Toutefois, elles sont jugées insuffisantes pour les investissements lourds nécessaires dans la phase d'industrialisation, et notamment pour les technologies CCS, les plus coûteuses à l'heure actuelle. Cembureau estime des coûts totaux d'investissements pour l'industrie cimentière européenne de l'ordre de 36 milliards d'euros entre aujourd'hui et 2050, afin de satisfaire les objectifs de décarbonation.

d) Accès à la biomasse et aux déchets non recyclables

Dans un contexte de potentielle concurrence pour les ressources entre secteurs faisant appel à la biomasse pour décarboner leur production, il faudra penser une répartition équitable et stratégique des ressources biomasse et CSR.

e) Encourager le développement des ciments bas carbone à travers les commandes d'Etat et les appels à projets

L'Etat peut encourager la production et l'utilisation de ciment bas carbone à travers la fixation d'un seuil minimal d'emploi de ciment bas carbone dans les projets publics. Cela pourrait se faire à travers la mise en place d'une certification « ciment vert » par exemple.

Annexe 6 : Métallurgie

Selon le CITEPA⁹⁸, la métallurgie a émis environ 19,3 Mt CO_{2eq} en 2018, soit 24% des gaz à effet de serre (GES) produits par l'industrie française manufacturière et de construction (80 Mt CO_{2eq}, soit environ 4% des émissions françaises (445 Mt CO_{2eq}). L'acier et l'aluminium sont les deux métaux de la filière métallurgie qui contribuent le plus aux émissions de GES, l'acier en émettant près de 14 fois plus que l'aluminium.

	Acier	Aluminium	Total
Production 2018 en Mt ⁹⁹	15,4 (acier brut)	0,877	16,277
Emissions de gaz à effet de serre en Mt CO _{2eq} en 2018 ¹⁰⁰	16,8	1,2	18,0
Nombre d'emplois en 2017	38 085 ¹⁰¹	19 800 ¹⁰²	57 885

Titre : Chiffres clefs de la métallurgie

La production d'une tonne d'acier émet en France environ 1,1 tonne de CO₂, et celle d'une tonne d'aluminium 1,4 tonne de CO₂¹⁰³. La Stratégie nationale bas carbone (SNBC) s'appuie sur un scénario de référence élaboré au cours d'un exercice de modélisation commun à la programmation pluriannuelle de l'énergie de métropole continentale. Ce scénario, nommé « Avec Mesures Supplémentaires » (AMS), prend en compte des mesures de politiques publiques, en supplément de celles existant aujourd'hui, qui permettraient à la France de respecter ses objectifs climatiques et énergétiques à court, moyen et long-terme. Dans le scénario AMS, les objectifs de réduction des émissions de GES jusqu'à 2050 pour l'industrie française figurent dans le tableau ci-dessous, objectifs qui ont été déclinés par la DGEC filière par filière :

Année	2015	2025	2030	2050
Objectifs SNBC pour l'industrie Mt CO _{2eq}	82	65	53	16
% réduction (par rapport à 2015)	0	21%	35%	80%
Déclinaison DGEC pour la métallurgie Mt CO _{2eq}	18,7	14,9	12,9	3,7
% réduction (par rapport à 2015)	0	20%	31%	80%

Tableau : Objectifs de la SNBC pour l'industrie et la métallurgie

Les pourcentages de réduction des émissions de GES de la métallurgie sont donc comparables à ceux fixés pour l'ensemble des filières industrielles.

⁹⁸ Source CITEPA édition 2020, métropole et outre-mer, hors Utilisation des terres, changement d'affectation des terres et foresterie (UT-CATF), chiffres 2018

⁹⁹ Source Association mondiale de l'acier (WSA), et Aluminium France, 2019

¹⁰⁰ Source CITEPA édition 2020, métropole et outre-mer, hors Utilisation des terres, changement d'affectation des terres et foresterie (UT-CATF), chiffres 2018

¹⁰¹ Observatoire de la métallurgie 10/3/2019

¹⁰² Source Statista

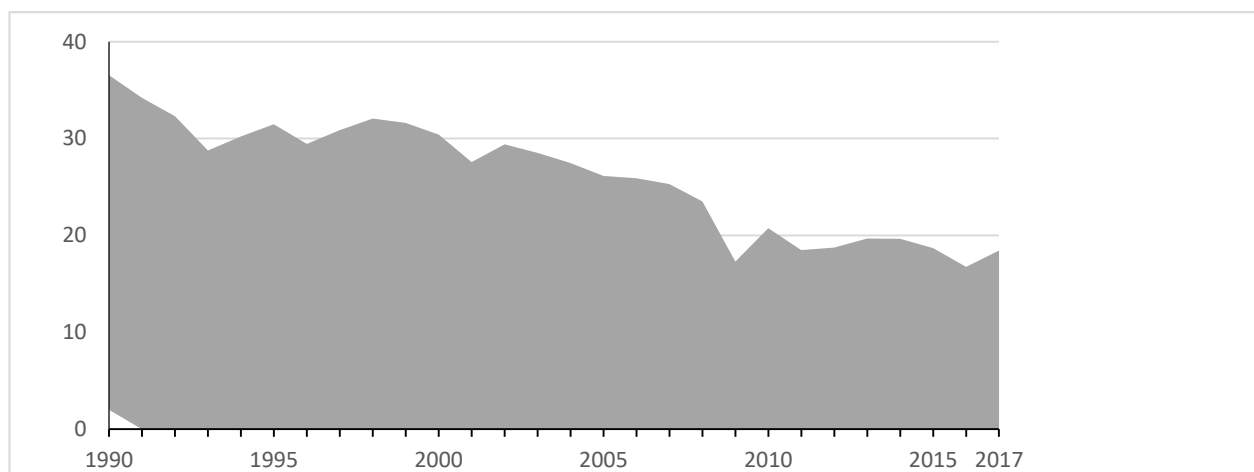
¹⁰³ Selon la note de France Stratégie, « Comment évaluer l'externalité carbone des métaux », octobre 2020, ces chiffres sont respectivement de 2 et de 17 dans les trois principaux pays producteurs à l'échelle mondiale, en prenant en compte les émissions de CO₂ dues à l'extraction, sans prendre en compte le recyclage, et avec le mix énergétique local. La France est donc sensiblement plus « vertueuse » surtout pour l'aluminium.

En comparaison, les réductions des émissions de GES évaluées par le « sustainable development scenario »(SDS) de l'AIE à l'échelle mondiale sont plus prudentes que celles qui figurent dans le scénario AMS de la SNBC pour la France pour la période 2019-2050 (voir tableau ci-dessous). Il peut se concevoir que les « pays développés » puissent être les plus ambitieux, dans la mesure où les technologies mises en œuvre ne conduiraient pas à des coûts qui sortiraient du marché leurs productions industrielles ; cette remarque est à nuancer dans la mesure où les réductions d'émissions de GES sont les plus élevées avec des unités industrielles neuves, qui se créent surtout dans les pays en développement rapide (Inde, Chine...).

Année	2019	2025	2030	2050
<u>Industrie mondiale</u> en % de réduction des émissions de GES	0%	2%	9,6%	57%
<u>Métallurgie mondiale</u> en % de réduction des émissions de GES	0%	4,2%	11,3%	53,7%

Tableau : réductions des émissions de GES évaluées par le « sustainable development scenario » de l'AIE
Source AIE : Energy Technology perspectives 2020

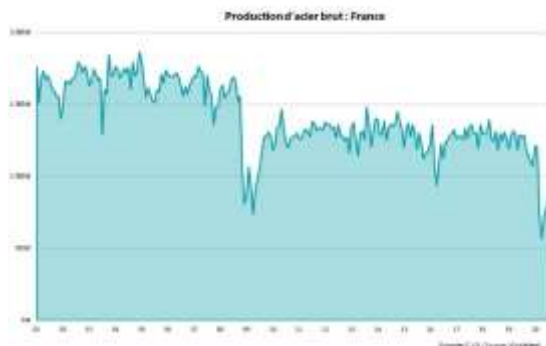
Les émissions de GES de la métallurgie française diminuent régulièrement : elles étaient de 34,5 Mt en 1990, et de 18,4 en 2017, soit une diminution de 47% en 27 ans, soit une baisse annuelle moyenne de 2,3%.



Titre : Evolutions des émissions de CO_{2eq} (Mt) de la métallurgie en France ; les émissions incluent celles liées à l'utilisation d'énergie et celles liées aux procédés industriels.

Source: AEE, 2019

La production d'acier brut française a baissé entre 2001 et 2019, d'environ 1% par an (voir ci-dessous). La profession a ainsi réussi à faire baisser les émissions de CO_{2eq} par unité de production d'acier brut d'environ 1% par an. La production d'aluminium, près de vingt fois plus faible, est restée stable entre 2001 et 2018, malgré une chute en 2009, comme celle de l'acier brut, en raison de la crise économique. Les objectifs de la SNBC pour la métallurgie sont donc environ deux fois plus élevées que les tendances passées.



Titre : variations de la production mensuelle d'acier brut
Source : A3M

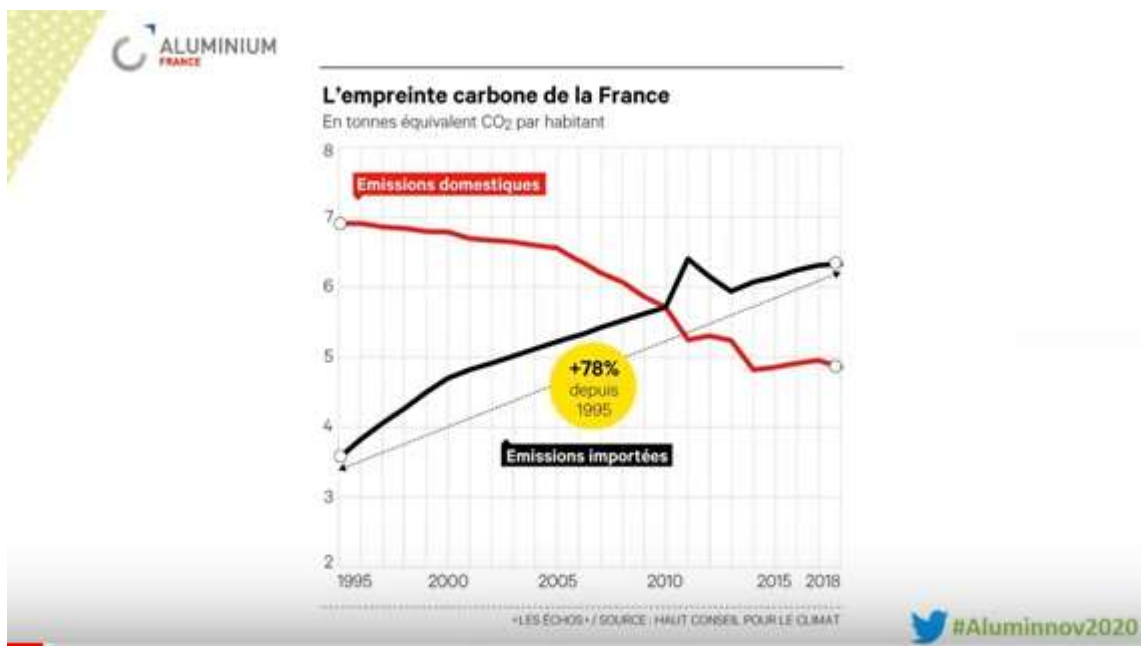
L’empreinte carbone de la consommation d’acier et d’aluminium en France doit tenir compte des exportations-importations particulièrement importantes dans le secteur de la métallurgie (voir ci-dessous).

En Kt	Importations	Exportations	Solde
Acier	11 654	13 601	1 947
Aluminium	532	216	-316

Titre : importations et exportations d’acier et d’aluminium (production) en 2014
Source : Rapport ADEME, page 64, Transition industrielle - prospective énergie matière : vers un outil de modélisation des niveaux de production, mai 2020

Ceci est particulièrement sensible pour l’aluminium, qui lorsqu’il est produit en France par une électricité peu carbonée, « émet » moins de CO₂ que lorsqu’il est importé d’un pays dont l’électricité est plus carbonée. Ainsi, les émissions de CO_{2eq} dues à l’ensemble de l’aluminium consommé en France s’élevaient en 2018 à 2,1Mt de CO_{2eq} se décomposant en :

- 1,2Mt d’émissions directes de CO_{2eq} liées à la production et à la transformation de l’aluminium sur le territoire national ;
- plus de 900kt d’émissions de CO_{2eq} liées aux importations de métal.



Titre : Evolutions des émissions domestiques et des émissions importées pour l’aluminium
Source : Aluminium France

La sidérurgie fabrique des produits bruts de première transformation, longs ou plats par laminage. Cette dernière se décompose en filières fonte¹⁰⁴ (69% de la production nationale d'acier sidérurgique, dont à partir de 10 à 15% de ferrailles) et électrique¹⁰⁵ (31% de la production nationale d'acier sidérurgique à partir uniquement de ferrailles). Comme pour l'aluminium, il serait préférable pour le bilan CO₂ que les ferrailles françaises soient utilisées en totalité dans des unités sidérurgiques sur le sol national, ce qui est loin d'être le cas : les importations de ferrailles se sont élevées en 2017 à 1,909 Mt, et les exportations à 6,176 Mt¹⁰⁶, soit un solde de 4,267 Mt.

Sur la base de prix¹⁰⁷ de l'acier de 445 €/tonne, et de l'aluminium de 1477 €/tonne, une taxe carbone de 57 €/tonne (valeur moyenne retenue par le rapport Stern-Stiglitz) renchérirait les prix de l'acier produit en France de 14% et de l'aluminium produit en France de 5%, alors que le prix carbone EU-ETS de 25 €/tonne¹⁰⁸ impacte de 6% et 2% les prix de l'acier et de l'aluminium.

¹⁰⁴ Production d'acier liquide à partir de haut-fourneau (fer + coke -> fonte) et de convertisseur à oxygène (fonte + ferraille -> acier + CO₂).

¹⁰⁵ Utilisation d'un four à arc électrique pour fabriquer des produits longs et de l'acier inoxydable.

¹⁰⁶ Source : Bilan national du recyclage 2008-2017 de l'Ademe.

¹⁰⁷ Valeurs d'octobre 2020

¹⁰⁸ Valeur moyenne 2019

1. La sidérurgie

1.1 Production et origines des GES

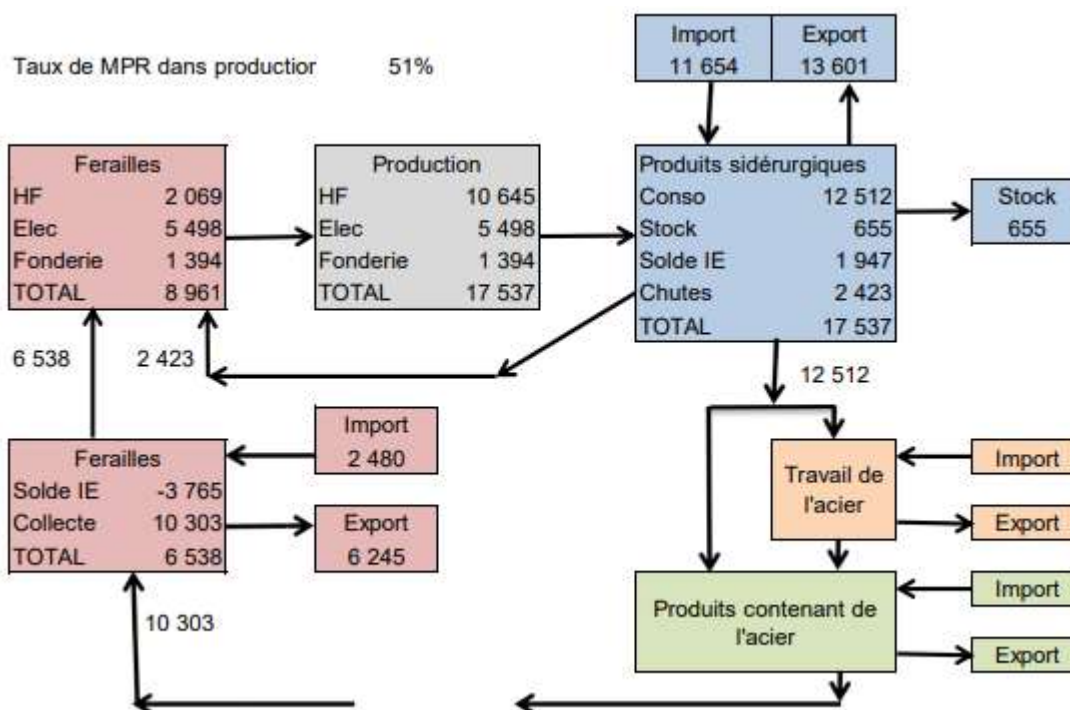
La production de l'acier se fait selon trois filières principales¹⁰⁹ :

(1) Les hauts-fourneaux réduisent le minerai de fer en brûlant du coke qui sert à la fois de combustible et d'agent réducteur pour produire de la fonte. La fonte en fusion est versée sur un lit de ferrailles ; les éléments indésirables contenus dans la fonte sont brûlés en injectant dans le convertisseur de l'oxygène pur. L'acier qui en résulte est ensuite laminé sous forme de produits sidérurgiques plats ou longs. L'essentiel des émissions de CO₂ d'une usine de production vient de l'étape de réduction du minerai de fer par du carbone, dans le haut-fourneau, car cette dernière émet obligatoirement du CO₂ : $Fe_2O_3 + 3/2 C \rightarrow 2Fe + 3/2 CO_2$. En général, le haut-fourneau émet environ moitié de CO (souvent brûlé dans une centrale thermique) et moitié de CO₂. Cette filière produit environ 64% de l'acier français¹¹¹, soit environ 10 Mt/an.

(2) Les fours électriques sont alimentés uniquement par des ferrailles qui sont fondues à l'aide d'un arc électrique formé entre trois électrodes en graphite.

(3) Les fonderies, opérées en général par des PME, permettent de fondre des ferrailles pour réaliser des pièces moulées et des alliages.

Le diagramme ci-dessous présente les flux de production en 2014 (en kt).



Titre : flux de production d'acier en 2014

Source : ADEME, Transition industrielle - prospective énergie matière : vers un outil de modélisation des niveaux de production, mai 2020

¹⁰⁹ Rapport ADEME, Transition industrielle - prospective énergie matière : vers un outil de modélisation des niveaux de production, mai 2020

¹¹⁰ En fait, le minerai de fer peut être Fe₂O₃ ou Fe₃O₄.

¹¹¹ La sidérurgie en France, 8 mars 2019, Observatoire de la métallurgie

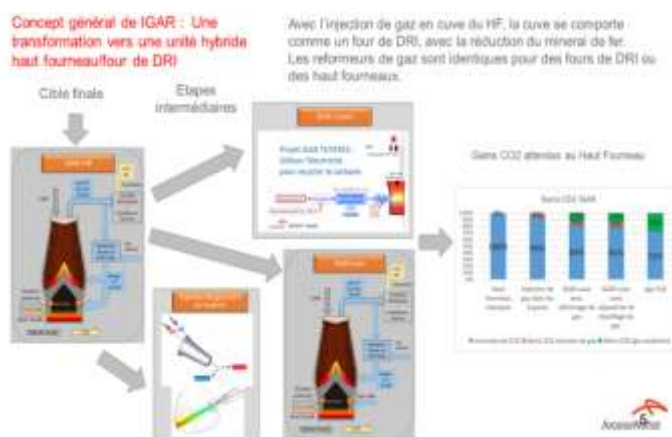
1.2 Leviers identifiés par les acteurs de la sidérurgie pour réduire leurs émissions de GES

Le comité stratégique de filière « Mines et métallurgie » a identifié plusieurs leviers pour réduire les émissions de gaz à effet de serre dans le secteur de la sidérurgie.

Levier 1 : l'efficacité énergétique. Les sites d'ArcelorMittal font l'objet d'améliorations permanentes pour réduire la consommation d'énergie, et donc réduire les émissions de CO₂, comme par exemple la mise en place de turbines génératrices d'électricité à partir du gaz de haut-fourneau, l'optimisation des systèmes de soufflantes produisant le vent froid des hauts-fourneaux, la recirculation de gaz chauds, la réduction de la consommation de coke des hauts-fourneaux, le maintien de l'humidité du coke, les récupérateurs de chaleur sur les fours à brames¹¹².

Levier 2 : l'augmentation du taux de recyclage de la ferraille. En 2016, environ 39,5% de la production européenne d'acier était produite à partir de ferrailles¹¹³ : un doublement est prévu d'ici 2050. Ce taux était en France de 37% en 2014 : or la France exporte beaucoup ses ferrailles, puisque le solde net des importations-exportations de ferrailles était de 4,267 Mt en 2017 (3,765 Mt en 2014). La marge de progrès est significative, sous réserve de la flexibilité de l'outil industriel : même sans la construction de nouvelle aciérie électrique, les hauts-fourneaux pourraient sans doute consommer plus de ferrailles.

Levier 3 : l'utilisation de sources carbonées circulaires pouvant être recyclées dans les hauts-fourneaux à la place du charbon fossile. L'objectif est d'injecter du gaz de synthèse émis par les hauts-fourneaux (composé principalement de CO₂ et de H₂) dans la cuve de haut-fourneau via ses 20 à 40 tuyères selon sa taille (voir schéma ci-dessous). Un projet IGAR Tuyères de 21 M€ est soutenu par l'ADEME pour tester le procédé d'injection du gaz via une tuyère de petit diamètre.



Titre : concept IGAR (Validation pré-industrielle de l'injection de gaz réducteur dans un haut-fourneau sidérurgique)
Source : ArcelorMittal

Levier 4 : l'utilisation des sources carbonées circulaires, notamment le gaz issu des hauts-fourneaux, pour générer de l'éthanol, ou d'autres composés précurseurs de l'industrie des polymères. ArcelorMittal développe à Gand (Belgique) un démonstrateur industriel Carbalyst® de 120 M€ pour capturer les gaz résiduels du haut-fourneau, et les convertir en éthanol, qui pourra être utilisé comme carburant dans les transports, ou comme précurseur des plastiques, en substitution des hydrocarbures.

¹¹² Blocs d'acier intermédiaires pour fabriquer des produits plats

¹¹³ Industrial Innovation: Pathways to deep decarbonisation of Industry, Part 1, Fraunhofer, janvier 2019

Levier 5 : le captage et le stockage du carbone (CCS) issu des hauts-fourneaux. Le projet 3D à Dunkerque, en partenariat avec l'IFPEN doit permettre de valider un procédé de captage du CO₂ (DMX) des gaz de haut-fourneau, grâce à un démonstrateur de 19,3 M€ avec un soutien de 14,8 M€ de l'UE. Un déploiement industriel nécessitera le soutien des Etats.

Levier 6 : l'injection d'agents réducteurs (solides ou gazeux) en remplacement du charbon fossile (coke, ou charbon pulvérisé) : soit par du charbon de bois issu de la pyrolyse de bois de récupération, soit par des granulés de plastiques ou de combustible solide de récupération, soit par du gaz issu d'un procédé de gazéification de déchets. Ces déchets, qui autrement auraient été incinérés ou mis en décharge, remplacent des carbones fossiles. La haute température de la combustion dans les hauts-fourneaux (2100 °C dans les tuyères) a l'avantage de détruire les composés toxiques. Le projet Torero (TORefying wood with Ethanol as a Renewable Output) de 40 M€ à Gand (Belgique) vise à convertir annuellement 120 000 tonnes de déchets bois convertis en environ 50 000 tonnes de bio-charbon pour des hauts-fourneaux.

Levier 7 : la réduction du minerai de fer par électrolyse, par gaz naturel (environ 5% du marché, dans les pays ayant un accès peu coûteux au gaz naturel) ou par hydrogène. Ces procédés sont très énergivores. La réduction du minerai de fer par électrolyse (Electrowinning, ou alkalische Eisenelektrolyse) consomme entre 2,6 MWh¹¹⁴ et 2,5 MWh¹¹⁵/t acier brut, soit environ 15 GWh/jour pour produire 6000 tonnes d'acier par jour, soit environ une centrale nucléaire pour un haut fourneau moyen. La réduction directe du minerai de fer par l'hydrogène est encore plus consommatrice : entre 3,3 MWh¹¹⁶ et 3,6 MWh¹¹⁷/tonne d'acier produite ; ainsi si les 10Mt d'acier produit en France/an par la filière fonte-devaient l'être par de l'hydrogène vert, produit par électrolyse, la consommation d'électricité induite serait de l'ordre de 35 TWh, soit environ 7% de la consommation française d'électricité. Le projet Siderwin avec Arcelor Mittal de 65 M€ à Hambourg (Allemagne) teste la fabrication d'acier à partir d'hydrogène dans une installation de « Réduction directe du minerai de fer » (DRI)¹¹⁸. Cependant, les études technico-économiques montrent que l'injection d'hydrogène dans les tuyères de haut-fourneau, ou dans sa cuve, induirait une augmentation significative des coûts de production de l'acier, à moins que l'hydrogène ne soit subventionné, et nécessiterait beaucoup d'électricité pour fabriquer l'hydrogène nécessaire par électrolyse¹¹⁹. ArcelorMittal a répondu récemment à un appel à manifestation d'intérêt relatif à des « projets innovants d'envergure européenne ou nationale sur la conception, la production et l'usage de systèmes à hydrogène », et pourrait se joindre à un Projet Important d'Intérêt Européen Commun (PIIEC). Un des atouts de la sidérurgie est de pouvoir consommer de l'hydrogène de façon très flexible, avec des préavis courts.

1.3 Maturité des technologies

Le tableau ci-dessous récapitule l'impact CO_{2eq} des différents leviers, et leurs perspectives de déploiement¹²⁰.

¹¹⁴ Renewable Energy for Industry From green energy to green materials and fuels, 2017, AIE, page 40

¹¹⁵ Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl, Chemie und Zement, Agora Energiewende, août 2020, page 169

¹¹⁶ Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl, Chemie und Zement, Agora Energiewende, août 2020, page 167

¹¹⁷ Renewable Energy for Industry From green energy to green materials and fuels, 2017, AIE, page 40

¹¹⁸ Air Liquide et Thyssenkrupp Steel vont injecter de l'hydrogène pour remplacer partiellement le charbon pulvérisé à grande échelle dans un haut-fourneau lors de la production d'acier sur le site de Duisburg, en Allemagne. Thyssenkrupp vise à réduire les émissions de CO₂ dans le processus de production de 20 % au maximum. Trois compagnies suédoises SSAB, LKAB, Vattenfall mènent le projet Hybrit au nord de la Suède (150 M€) pour remplacer le coke par de l'hydrogène dans les hauts-fourneaux.

¹¹⁹ Selon Journal of Cleaner Production, Volume 203, 1 December 2018, Pages 736-745, il faudrait 3.48 MWh d'électricité pour produire une tonne d'acier, essentiellement pour l'électrolyse de l'hydrogène.

¹²⁰ Suite à une réunion avec A3M le 6/5/2020

Levier	Emissions CO _{2eq} par an en Mt	Calendrier
l'efficacité énergétique.	0,7	amélioration continue d'ici 2030
l'augmentation du taux de recyclage de la ferraille	2,34	entre 2018 et 2030
l'utilisation de sources carbonées circulaires comme combustible	1,85	2030
l'utilisation des sources carbonées circulaires, pour générer de l'éthanol, ou d'autres composés	0,6	2030
le captage et le stockage du carbone (CCS)	1	2026
l'injection d'agents réducteurs (solides ou gazeux) en remplacement du charbon fossile	0,9 à 1,4	au-delà de 2030
la réduction du minerai de fer par électrolyse, par gaz naturel ou par hydrogène	?	au-delà de 2030
Total	7,39 à 7,89	

Tableau : efficacité et calendrier des leviers identifiés par la profession
Source : A3M

Les leviers 1 à 5 permettent, en principe, des réductions d'émissions de CO_{2eq} (6,49 Mt CO_{2eq}) d'ici 2030 un peu supérieures à celles prévues dans la SNBC (5,8 Mt CO_{2eq}), mais la profession estime que ces objectifs seront difficiles à atteindre.

L'AIE¹²¹, la Fraunhofer Gesellschaft¹²², et Agora Energiewende¹²³ estiment que l'arrivée sur le marché des technologies ou leviers 3, 4 et 7 est possible avant 2030, en s'appuyant sur des expérimentations en cours dans le monde. Par ailleurs, une technologie que ces organismes considèrent comme efficace et rapidement disponible est celle de « smelting reduction » : un pilote Hisarna est actuellement développé par Tata Steel aux Pays-Bas (sans CCS), suite au projet européen Ulcos (Ultra-Low Carbon Dioxide Steelmaking), un démonstrateur est attendu en Inde en 2023-2027, et une unité industrielle est prévue aux Pays-Bas en 2027-33.

¹²¹ Energy Technology perspectives 2020

¹²² Industrial Innovation: Pathways to deep decarbonisation of Industry, Part 1, Fraunhofer, janvier 2019

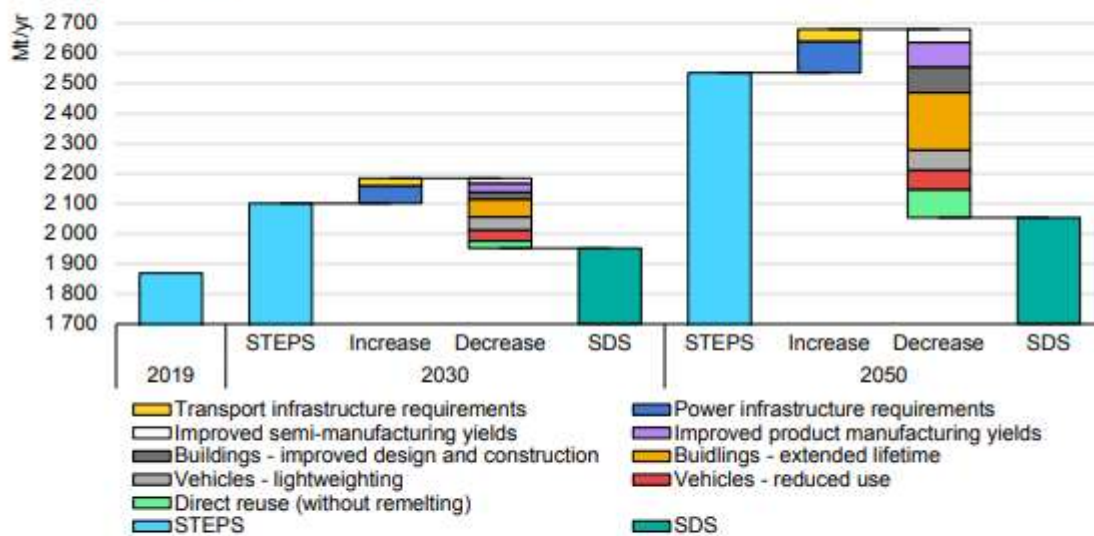
¹²³ Klimaneutrale Industrie Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl, Chemie und Zement, 2019

Technologies	Réductions maximales d'émissions CO ₂ (Fraunhofer)	Réductions maximales d'émissions CO ₂ (Agora En)	Importance pour atteindre des émissions nulles (AIE)	Entrée sur le marché (Fraunhofer)	Entrée sur le marché (Agora En)	Entrée sur le marché (AIE)
Recyclage du gaz dans les hauts-fourneaux (levier 3)	25% (sans CCS), 60% (avec CCS)		Très élevé	2025+		2030
Conversion des gaz de hauts-fourneaux en combustibles (levier 4)			Moyen			Aujourd'hui
Conversion des gaz de hauts-fourneaux en produits chimiques (levier 4)		50 à 63%	Moyen		2025-2030	2025
Captage et stockage du carbone issu des hauts-fourneaux (levier 5)	Très élevé		Très élevé	Profession non prête		2030+
Déchets bois-Torero (levier 6)			Moyen			2025
DRI : utilisation gaz naturel avec CCS (levier 7)			Très élevé			Aujourd'hui
DRI : réduction directe du minerai de fer par hydrogène (levier 7)	95%	97%	Très élevé	2030/2035	2025-2030	2028
DRI : électrolyse du minerai de fer (levier 7)	95%	87%	Moyen	2040	2050	Pilote fin 2020
Smelting reduction	35% (sans CCS), 80% (avec CCS)	86%	90% avec CCS	2025	2035-2040	2023-2033

Titre : évaluation des nouvelles technologies
Sources : AIE et Fraunhofer

L'AIE anticipe aussi une baisse des émissions de CO_{2eq} par une diminution de la demande d'acier, et distingue à cette fin le scénario STEPS (politiques en place) et le scénario SDS (développement durable).

Figure 2.3 The contribution of material efficiency strategies to reductions in global steel demand



IEA 2020. All rights reserved.

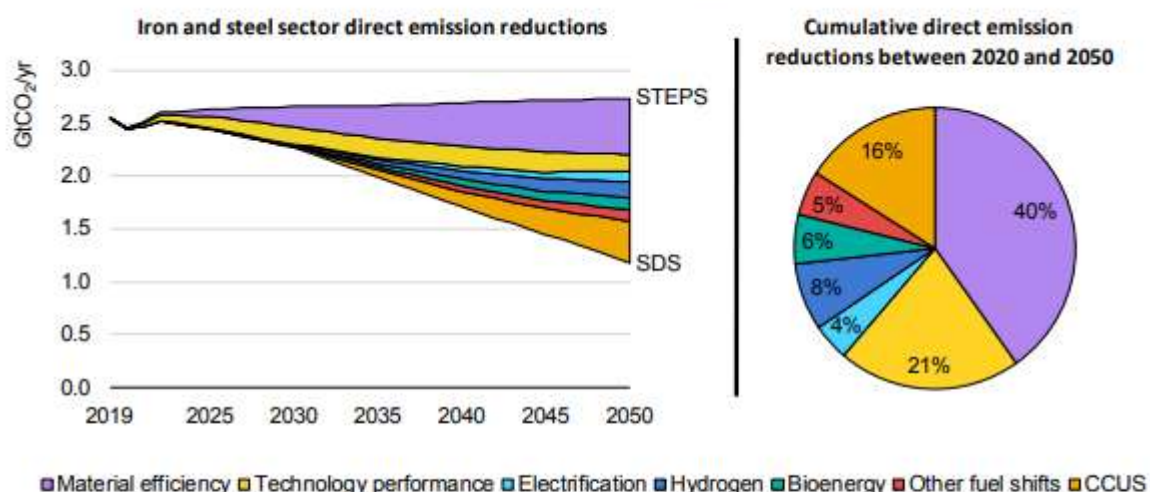
Notes: STEPS = Stated Policies Scenario, SDS = Sustainable Development Scenario. "Demand" here equates to global crude steel production rather than end-use demand alone, in order to include the impact of reducing pre-consumer scrap on required production levels.

Titre : réductions de la demande d'acier en 2030 et 2050 selon les scénarii STEPS et SDS
 Source : AIE, Iron and Steel Technology Roadmap, octobre 2020

Un tiers de la baisse de la consommation d'acier provient d'une extension de la durée de vie des bâtiments. Dans le scénario SDS, la demande d'acier passerait d'environ 1,9 Md de tonnes en 2019 à 2,05 Mds de tonnes en 2050, au lieu de près de 2,7 Mds de tonnes dans le scénario STEP, soit une réduction de 25%, et pour la France, une réduction de 4,2 Mt CO_{2eq} d'ici 2050 !

La réduction des émissions de CO_{2eq} entre les scénarii STEPS et SDS est avant tout à la réduction de la demande (40%) loin devant la performance technologique (21%) et le CCUS (16%).

Figure 2.6 Iron and steel sector direct CO₂ emission reductions in the Sustainable Development Scenario by mitigation strategy



IEA 2020. All rights reserved.

Note: STEPS = Stated Policies Scenario, SDS = Sustainable Development Scenario. Emission reductions are measured relative to the Stated Policies Scenario; as such, the proportion of improvements relative to today that occurs in both scenarios is not represented (e.g. a significant share of increases in scrap-based production). Material efficiency here refers specifically to demand reduction. Electrification here includes only direct electrification, primarily via conventional technologies, including shifts towards secondary production in EFs and electrification of ancillary process equipment like preheaters and boilers. Hydrogen here refers specifically to electrolytic hydrogen, while so-called blue hydrogen (via natural gas-based DRI with CCUS) is included under CCUS. Other fuel shifts include primarily coal to natural gas switching.

Titre : origine des réductions des émissions de CO₂ entre les scénarii STEPS et SDS

Source : AIE, Iron and Steel Technology Roadmap, octobre 2020

1.4 Coûts des technologies

Les coûts de ces différentes technologies seront supérieurs à ceux des hauts-fourneaux actuels, lorsqu'ils seront disponibles, selon l'AIE¹²⁴ et Agora Energiewende¹²⁵ : seul le procédé « smelting reduction » avec captage et stockage de CO₂ a un coût très voisin des hauts-fourneaux actuels.

Procédé	Coût (\$/tonne) selon l'AIE	Coût (€/tonne) selon Agora Energiewende
Hauts-fourneaux actuels	460	391
Conversion des gaz de hauts-fourneaux en produits chimiques		637-858
DRI-électrolyse sans CCS	580	645-828
DRI-électrolyse avec CCS	650	
Smelting reduction avec CCS	500	427-454
DRI avec hydrogène+EAF ¹²⁶	850	532-630 ¹²⁷

Tableau : coûts de quelques procédés

Source : AIE Energy Technology perspectives 2020, Agora Energiewende 2019

Ces coûts sont sensibles aux prix de l'électricité, du gaz, du charbon, de l'hydrogène etc, et ne doivent être considérés que comme indicatifs.

¹²⁴ Energy Technology perspectives 2020

¹²⁵ Klimaneutrale Industrie Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl, Chemie und Zement, 2019

¹²⁶ EAF : electric arc furnace, four à arc électrique

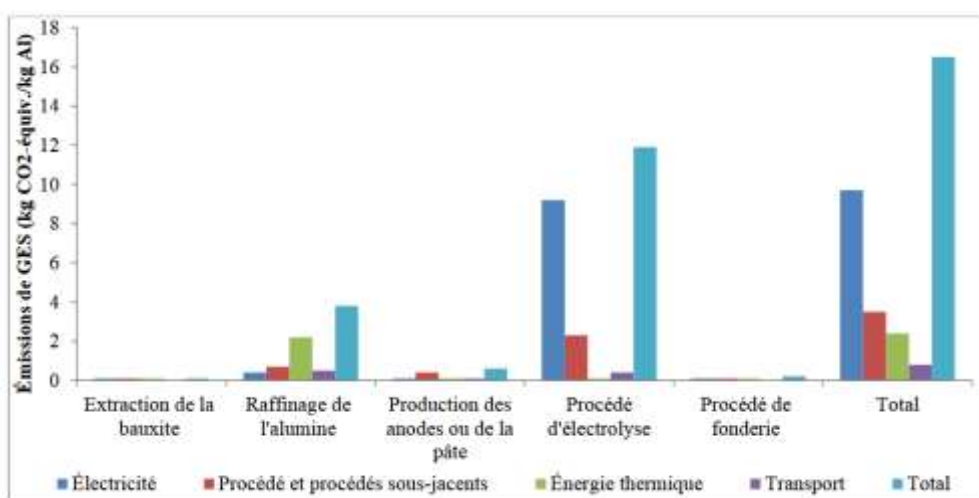
¹²⁷ Selon Journal of Cleaner Production, Volume 203, 1 December 2018, Pages 736-745, les coûts de production sont de 361 à 640 €/tonne d'acier, et dépendent fortement du prix de l'électricité (pour l'électrolyse de l'hydrogène), et de la quantité de ferraille.

2. Aluminium

2.1 Production et origines des GES

L'aluminium peut être produit de deux façons¹²⁸ :

- à partir de la bauxite, concassée, et chauffée dans un four pour obtenir de l'aluminium, qui est réduite par électrolyse pour produire de l'aluminium liquide (aluminium primaire). Le procédé Bayer, qui raffine la bauxite en alumine, est le principal processus de production utilisé dans le monde. Le procédé Hall-Héroult (H-H) de réduction électrochimique de l'alumine en aluminium par électrolyse a été breveté pour la première fois en 1886, et c'est toujours le principal procédé. Environ deux tonnes de bauxite produisent une tonne d'alumine, et deux tonnes d'alumine produisent une tonne d'aluminium. L'électrolyse de l'alumine (dont la réaction globale s'écrit : $2 \text{Al}_2 \text{O}_3 + 3 \text{C} \rightarrow 4 \text{Al} + 3 \text{CO}_2$) émet beaucoup plus de GES que son raffinage (voir ci-dessous).



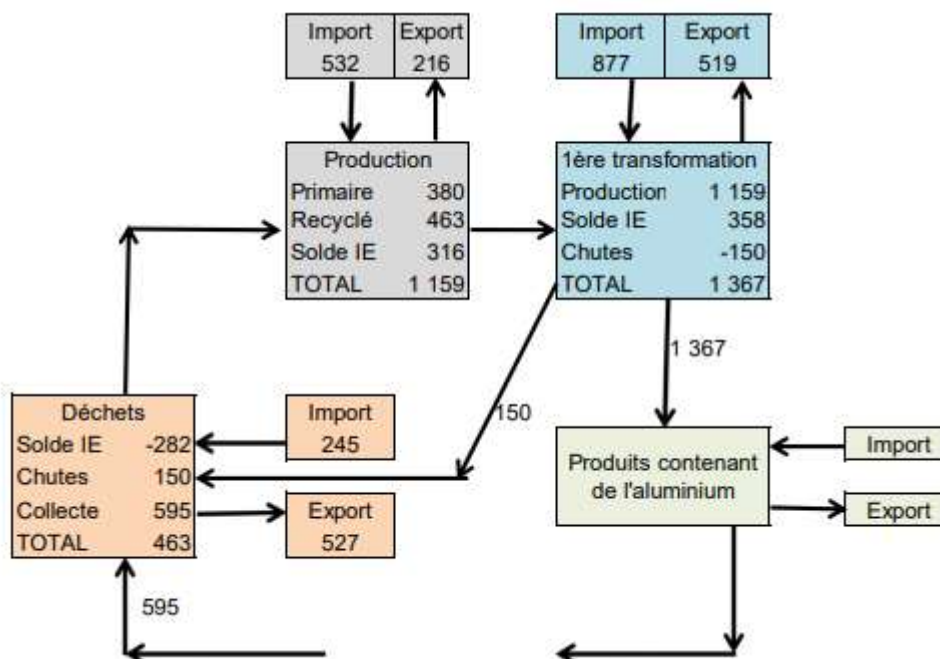
Titre : émissions de GES aux différentes étapes de la production d'aluminium
Source : Centre québécois de recherche et de développement de l'aluminium

- par fusion de déchets d'aluminium. L'aluminium secondaire de sources recyclées consomme environ 6 % de l'énergie nécessaire à la production d'aluminium primaire. L'aluminium peut être indéfiniment recyclé.

L'adjonction d'autres métaux permet de modifier les caractéristiques mécaniques du produit, soit à partir de l'aluminium primaire, auquel cas on maîtrise la nature et la quantité des autres métaux, soit à partir de déchets de nature identique aux produits visés (par exemple, déchets de canettes pour produire des canettes, on parle alors de recyclage direct), soit par séparation des métaux alliés dans le bain d'aluminium recyclé (on parle d'affinage).

Le fluxgramme ci-dessous montre que l'aluminium primaire a représenté en 2014 environ 33 % de la production française (1159 M t), l'aluminium recyclé 40 %, et le solde import-export 27 %.

¹²⁸ Source ADEME « Transition industrielle – perspective énergie matière : vers un outil de modélisation des niveaux de production », mai 2020.



Titre : flux de production d'aluminium en 2014

Source : ADEME, Transition industrielle - prospective énergie matière : vers un outil de modélisation des niveaux de production, mai 2020

2.2 Leviers identifiés par les acteurs de l'aluminium pour réduire leurs émissions de GES

Le comité stratégique de filière « Mines et métallurgie » a identifié plusieurs leviers pour réduire les émissions de gaz à effet de serre (hors relocalisation des installations de fabrication).

Levier 1 : la réduction des émissions liées aux procédés de fabrication de l'aluminium primaire. Il s'agit essentiellement de limiter les « effets d'anode » qui génèrent des émissions de PFC (perfluorocarbène), puissant gaz à effet de serre. Le projet PIANO (Pilotage Individuel des Anodes) d'un montant de 2,5 M€ vise à la fois à réduire les effets d'anode, la consommation électrique, et à augmenter la productivité.

Levier 2 : l'augmentation du taux de recyclage. Elle peut se faire par trois voies :

- (1) Une croissance du taux de recyclage des rebuts ou des chutes de production de clients aval permet de réduire les émissions directes de CO₂ à production identique d'aluminium.
- (2) Une extension des capacités de recyclage existantes.
- (3) La création de nouvelles entités de fonderies d'aluminium recyclé.

L'accroissement des capacités de traitement de l'aluminium recyclé permettra de limiter l'utilisation d'aluminium primaire, plus émissive de CO₂. Des projets sont à l'étude en 2020 par Aluminium France Extension, et par Constellium Neuf Brisach.

Levier 3 : le captage et le stockage de carbone issu de l'électrolyse. La technologie DMX développée par l'IFPEN, et étudiée par la sidérurgie, pourrait être utilisée pour capter le CO₂ émis à de faibles concentrations par les électrolyseurs. Cependant, le rapport de Fraunhofer¹²⁹ 2019 estime que « les émissions de CO₂ provenant de l'électrolyse sont diluées, avec des coûts estimés à 100 \$/tCO₂ + énergie supplémentaire. Il est peu probable que cette voie soit commercialement viable pour les producteurs d'aluminium primaire utilisant le procédé H-H ». Alvalance Aluminium group cherche à identifier, sur son

¹²⁹ Industrial Innovation: Pathways to deep decarbonisation of Industry, Part 1, Fraunhofer, janvier 2019.

site de Dunkerque, les technologies de captage les plus adaptées aux émissions de CO₂ des anodes, qui sont malheureusement très diluées dans l'air (de l'ordre du pourcent), et de ce fait coûteuses en termes de captage.

Levier 4 : la réduction des émissions de gaz à effet de serre liées aux procédés de fabrication d'aluminium primaire. Rio Tinto et Alcoa se sont engagés dans une joint-venture Elysis qui vise une technologie « 0 carbone » pour produire l'aluminium primaire sur le site d'Alcoa Technical Center (près de Pittsburgh), via une combinaison d'anodes inertes (en remplacement des électrodes en carbone) et de cathodes humides (meilleur contact électrique entre la cathode en carbone et l'aluminium fondu). Des pilotes au centre de R&D de Saguenay (Canada) ont déjà produit de l'aluminium 0 carbone pour Apple et AB Inbev (groupe brassicole belgo-brésilien).

2.3 Maturité des technologies

Le tableau ci-dessous récapitule les réductions d'émissions de gaz à effet de serre et le calendrier correspondant.

Levier	Réduction des émissions annuelles de CO ₂ eq en Mt	Calendrier
limiter les « effets d'anode »	0,04 à 0,09	d'ici 2030
l'augmentation du taux de recyclage	NC	au-delà de 2030
le captage et le stockage de carbone	NC	au-delà de 2030
anodes inertes (en remplacement des électrodes en carbone) et cathodes humides	0,71	d'ici 2050

Tableau : principales caractéristiques des différents leviers
Source : CSF Mines et métallurgie

Les réductions prévues par la profession sont très en-deçà des objectifs de la SNBC (0,372 Mt CO_{2eq} pour 2030 et 0,96 Mt CO_{2eq} pour 2050). Pour rappel (voir l'introduction), la relocalisation en France de la production d'aluminium permettrait de réduire significativement l'empreinte carbone de l'aluminium consommée en France.

Le rapport de Fraunhofer¹³⁰ 2019 mentionne plusieurs autres voies de progrès pour réduire les émissions de CO₂ :

- la réduction de l'alumine :

(1) La réduction carbo-thermique à haute température de l'alumine est le seul procédé non électrochimique qui a montré un potentiel pour la production d'aluminium à ce jour. Il est radicalement différent du procédé H-H actuel ou du nouveau procédé Elysis. La réduction carbo-thermique fait réagir l'alumine avec le carbone à haute température (>2000° C) pour former de l'aluminium et du CO. Il permet de réduire la consommation d'énergie de 20 à 30%. Mais il nécessite la construction d'une nouvelle unité industrielle.

(2) La réduction au kaolin de l'alumine est encore à l'étape R&D (TRL 1 ou 2¹³¹).

¹³⁰ Industrial Innovation: Pathways to deep decarbonisation of Industry, Part 1, Fraunhofer, janvier 2019.

¹³¹ Technology Readiness Level, échelle de maturité technologique. Le niveau 1 (observation du principe de base) correspond à la maturité minimale, le niveau 9 (système réel démontré en environnement opérationnel) à la maturité maximale. Le niveau 2 correspond à la formulation du concept technologique.

- l'électrolyse :

(1) L'utilisation d'électrodes inertes permet d'éviter la production de gaz à effet de serre (HFC, PFC, CO₂) lors de l'électrolyse avec des anodes en graphite. Les anodes inertes ne produisent que de l'oxygène (voir Elysis, et le levier 1). Les anodes inertes avec tubes en zircon permettent de réduire les pertes d'énergie des cellules de plus de 60%.

(2) Les cathodes humides, grâce à un meilleur contact électrique entre la cathode en carbone et l'aluminium fondu, permettent de réduire la consommation d'énergie d'environ 20% (voir Elysis).

(3) L'application d'un champ électro-magnétique permet une plus petite distance entre électrodes et donc une plus faible consommation d'énergie (de 5 à 20%). Le TRL est estimé à 3-4.

(4) Baisser la température, tout en maintenant la stabilité des opérations : l'électrolyse est habituellement effectuée à environ 950° C, bien au-dessus de la température de fusion de l'aluminium (680° C). Cette technique n'est disponible que depuis peu sur le marché, mais à ce jour, aucune fonderie n'utilise ce procédé. Le TRL est de 7.

(5) Les cellules Hall-Héroult (H-H) existantes peuvent avoir plusieurs anodes mais une seule cathode horizontale ce qui est gourmand en capital et en énergie. Les cellules multipolaires (actuellement au stade R&D-TRL de 2) permettent une économie d'énergie électrique d'environ 40%.

- le recyclage de l'aluminium

(1) L'aluminium se présente sous différentes qualités, ce qui constitue un obstacle majeur au niveau des coûts. Le tri physique de la ferraille est plus économique que l'affinage à l'état fondu. Parmi les techniques potentielles à faible coût pour le tri économique de l'aluminium, citons :

- Technologie de flottation à lit fluidisé

- Marquage en couleur puis tri

- Spectrométrie d'émission atomique de plasma induit par laser (LIBS). Actuellement, cette technique semble le procédé le plus prometteur à fort volume et à grande vitesse ; elle est actuellement en phase de démonstration.

(2) Mini usines : Actuellement, l'essentiel de l'aluminium secondaire est produit en lingots qui sont ensuite expédiés à des laminoirs où ils seront transformés en produits finis. Des mini-usines élimineraient plusieurs étapes de réchauffement/refroidissement gourmandes en énergie. Elles peuvent être situées près des centres de population, ce qui évite l'expédition de l'aluminium recyclé vers la Chine ou l'Inde pour un tri physique. Cette technologie permettrait d'économiser 84 % d'énergie par rapport au traitement actuel de recyclage des déchets et des produits, ainsi que des économies substantielles de matières premières. Elle est encore au stade de projet pilote à petite échelle et a un TRL de 6.

Annexe 7 : Agroalimentaire

La filière agroalimentaire a mené des réflexions sur la décarbonation dans le cadre de son contrat de filière¹³². Elle a développé une stratégie pour une baisse de 35% des émissions à l'horizon 2030. A ce stade, elle ne dispose pas de perspectives pour atteindre la neutralité carbone en 2050. Les objectifs 2030 sont avant tout basés sur les économies d'énergie.

1. Enjeux chiffrés

1.1 Empreinte carbone de l'alimentation des français

Avant de se focaliser sur les émissions de gaz à effet de serre de l'industrie alimentaire, il convient de prendre le temps de poser le cadre global de l'empreinte de la fonction alimentation des français. L'alimentation est le troisième poste dominant de l'empreinte carbone des français avec 163 millions de tonnes équivalent CO₂ d'émissions par an. Il est très spécifique avec une part dominante des émissions liées au méthane et au dioxyde d'azote lié aux engrais qui représentent respectivement 44% et 34% de l'empreinte.

Dans la filière, ces émissions sont essentiellement dues à la production des matières premières, avec quatre postes importants : l'élevage, l'agriculture, les transports et la distribution/consommation des ménages. L'élevage correspond à 54% de l'empreinte, avec de fortes émissions de méthane lié à la digestion animale et aux effluents d'élevage. L'agriculture émet des quantités importantes de N₂O₂ et NH₄, via les émissions liées aux engrais épandus. Les engrais en eux-mêmes sont décomptés en termes d'émissions dans la filière chimie (19% de l'empreinte totale). Les transports sont le troisième poste d'empreinte de la filière alimentation (18%) avec 30 millions de tonnes de CO_{2eq}. Viennent ensuite la distribution (5% de l'empreinte, soit 7,7 Mt de CO_{2eq}) et la consommation des ménages avec 4% de l'empreinte soit 7,3 Mt de CO_{2eq}.

Notons sur l'aspect transport que les importations d'émissions ne sont pas négligeables. Pour certains sous-secteurs, elles sont prépondérantes pour la France. C'est le cas des fruits et légumes, pour lesquels les importations d'Espagne, mais maintenant du Maghreb sont les sources majoritaires d'approvisionnement. Mais c'est aussi le cas des protéines d'alimentation animales pour lesquelles les lieux d'importations sont encore plus éloignés et problématiques (exemple : les tourteaux de soja américains). Le cas emblématique est celui du soja brésilien dont le développement industriel dans les vingt dernières années s'est appuyé sur une déforestation massive. L'évaluation de son empreinte carbone est extrêmement polémique.

1.2 Emissions des industries agroalimentaires proprement dites

A contrario, les industries agroalimentaires de transformation ne représentent qu'une faible part des émissions liées à l'alimentation avec 10,3 Mt CO₂¹³³ en 2015, soit moins de 7% de l'ensemble de la filière alimentation. A titre de comparaison, les émissions de l'industrie sont chiffrées à 82Mt CO_{2eq}. La question de l'influence des pratiques de l'industrie et de sa capacité explicite ou implicite de pres-

¹³² https://www.entreprises.gouv.fr/files/files/directions_services/conseil-national-industrie/Contrats_de_filiere/dossier-de-presse-signature-csf-agroalimentaire.pdf

¹³³ Sources Secten, contrat de filière

cription sur les pratiques alimentaires de nos concitoyens pourrait être interrogée. La filière le reconnaît quand, pour réduire son empreinte climatique, dans son livre vert de 2015¹³⁴, elle cite en premier lieu la nécessité d'agir sur les approvisionnements, sensibiliser les producteurs, soutenir des filières d'approvisionnement durables et s'approvisionner à proximité.

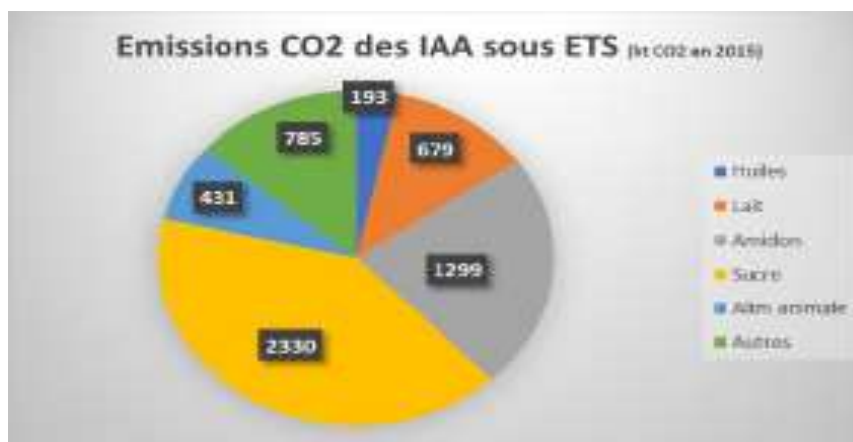
2. Enjeux des émissions des industries agroalimentaires en France

Les émissions de l'ensemble de l'industrie agroalimentaire sont évaluées à 9,1 Mt de CO₂eq. Pour rappel, l'industrie emploie 430 000 personnes, avec 17 647 entreprises. Elle réalise 180 milliards d'euros de chiffre d'affaires. Le solde commercial est positif de 7,6 milliards d'euros. Les émissions sont concentrées sur deux activités, 78% pour la chaleur, et 22% pour la réfrigération.



Source CITEP/ANIA

Ces émissions sont très concentrées sur certains sous-secteurs, voire sur certains sites. Les 202 sites soumis à ETS représentent 76% des émissions. Il s'agit principalement des usines de sucre et d'amidon, qui utilisent toute la chaleur pour sécher des produits.



Nous traiterons ces secteurs aux paragraphes 3.1 et 3.2.

¹³⁴ Livre vert Ania 2015

Outre ces secteurs, les émissions de l'industrie agroalimentaire sont réparties sur l'ensemble des sites, de plutôt petite taille, très diversifiés. Deux types de processus sont émetteurs ; la chaleur pour la cuisson, la dessiccation, et la distillation ; le froid pour la conservation.

3. Les industries du sucre, de l'amidon et du lait

Ces trois industries sont les plus grosses émettrices. Du fait de leurs forts besoin en chaleur, elles se rapprochent de l'industrie chimique et sont jugées comme des industries energo-intensive. Ces trois secteurs sont identifiés à risque de fuites de carbone¹³⁵.

3.1 L'industrie sucrière

Le secteur sucrier avec plus de 2 Mt de CO₂ émis est le premier contributeur de l'industrie alimentaire. L'industrie sucrière française¹³⁶, concentrée en cinq groupes sucriers (Tereos, Cristal Union, Saint Louis Sucre, Lesaffre Frères, Ouvré Fils SA), exploite une centaine d'usines. La France est le premier producteur européen, 4,5 Mt devant l'Allemagne (3,5 Mt), et le dixième pays producteur du marché mondial en croissance à 174 millions de tonnes par an. Elle est loin derrière le Brésil, 40 Mt par an, dont 30Mt à l'export, qui a multiplié sa production par cinq en 25 ans et qui de fait pilote le secteur au niveau mondial. Avec l'évolution de la politique sucrière européenne en 2006 puis 2017, le secteur a été très fortement restructuré. Il a fermé près de 40% des usines.

C'est un secteur énero-intensif car la chaleur est utilisée tout au long du processus : la fabrication de chaux et de CO₂, la diffusion du sucre de la betterave vers l'eau, l'évaporation du jus qui contient 85% d'eau, la cristallisation. En 2012, les sucreries françaises utilisaient 0,66 GJ par tonnes de sucre, en réduction de 25% en consommation d'énergie et de 30% en émissions de CO₂ par rapport à 1990. Cette évolution passe par des installations de cogénération, le recyclage de la vapeur extraite du jus de betterave, l'efficacité thermique du matériel utilisé : chaudières, évaporateurs, etc... Certaines usines ont la particularité d'utiliser encore du charbon pour les stades amont du process. Dans un contexte où les industriels ferment des sucreries pour optimiser leur outil industriel, la suppression du charbon au profit du gaz malgré son prix est en cours, via des investissements d'environ 350 millions d'euros.

Du fait du processus de fabrication, l'industrie sucrière génère des quantités importantes de pulpe de betterave, ainsi que de la mélasse. Une des valorisations possibles outre l'alimentation animale est la méthanisation. Mais celle-ci pâtit de deux particularités. Les sucreries sont très saisonnières, sur les quatre derniers mois de l'année. Les méthaniseurs ne fonctionnent donc que quelques mois par an, alors que le soutien public est dimensionné pour du fonctionnement stable sur l'année. Par ailleurs, le soutien public ne prévoit pas l'autoconsommation de biogaz issu directement des méthaniseurs (60% CH₄, 40% CO₂). Il impose l'épuration coûteuse du CO₂, alors que les sucreries pourraient fonctionner avec le gaz brut. Compte-tenu de l'inertie de démarrage et de process de la méthanisation, nous exprimons des doutes sur cette requête.

La filière n'a pas proposé de solution neutre en carbone pour l'horizon 2050.

¹³⁵ https://www.amidon-usipa.fr/Docs/Avis/Usipa_20170920_ficheETS_complete_def.pdf

¹³⁶ <https://www.snfs.fr/>

3.2 La fabrication d'amidon

La fabrication d'amidon de blé ou de maïs et de fécule de pomme de terre¹³⁷ française transforme 5,1 Mt de matière première par an, est une activité en croissance, elle emploie environ 3 000 personnes pour 3 Mds€ de chiffre d'affaires. Les huit acteurs français (Roquette, Tereos...) sont installés sur 15 sites et exportent 75% de leur production. La moitié de la production a une fin alimentaire, les autres débouchés vont vers la papeterie-cartonnerie et l'industrie pharmaceutique.

L'énergie représente 10 à 15% des coûts de production. Depuis 2009, les émissions de CO₂ ont baissé de 1,3% par an, à 70% du fait de l'amélioration de l'efficacité énergétique, le complément est lié à l'utilisation d'énergies renouvelables. Aujourd'hui, l'énergie de référence est le gaz du fait de son intérêt pour le réchauffement climatique et malgré son coût.

Le recours à la biomasse est difficile du fait des difficultés d'approvisionnement. Le secteur est candidat pour expérimenter les pompes à chaleur haute température.

4. Les enjeux liés à la chaleur

Dans la partie diffuse de l'industrie agroalimentaire, la chaleur notamment à des fins de cuisson constitue une part importante des émissions de gaz à effet de serre. Il s'agit le plus souvent de températures supérieures à 200°C.

Les économies d'énergie sont un investissement généralement rentable. Elles utilisent de nombreuses technologies : récupération d'énergie des groupes frigorifiques, utilisation des buées de séchage, récupération de chaleur fatale... L'objectif de la filière de baisser ses consommations de 20% semble raisonnable.

Cependant, des problèmes demeurent pour terminer la transition vers le gaz. En premier lieu, les installations étant souvent implantées en milieu rural, elles ont parfois des difficultés à se raccorder au réseau. C'est aussi vrai pour les sites susceptibles d'utiliser l'électricité comme source d'énergie décarbonée.

Plus que partout, la filière envisage d'avoir recours à la biomasse¹³⁸ pour la chaleur. Une part importante des matières premières constituent finalement des déchets de processus. Ils sont déjà largement valorisés. La majorité peut être valorisée en alimentation animale. La filière a déjà investi dans des méthaniseurs. Sur ce point, elle est confrontée à une situation ubuesque liée aux tarifs de rachat du gaz par l'état. Les sites gros producteurs de déchets et mettant en place des installations de méthanisation, sont généralement de gros consommateurs d'énergie. Pour bénéficier du soutien de l'Etat, ils sont contraints d'injecter le gaz sur le réseau. Ceci nécessite d'épurer les 40% de dioxyde de carbone présent à la sortie du méthaniseur, d'injecter le gaz sous pression dans le réseau, pour le consommer immédiatement dans leurs chaudières aptes à brûler du gaz non épuré. Les coûts de fonctionnement et d'investissement pour épurer les gaz sont importants. Les industriels signalent aussi la difficulté de traitement des digestats qui représentent 90% des volumes résiduels. Ils sont aujourd'hui considérés comme des déchets, et leur épandage en champ fait l'objet de plans d'épandage contraignants. Les acteurs souhaiteraient leur normalisation, et la sortie du statut de déchet. Compte tenu des risques importants sur la ressource en eau, il semble difficile de leur donner raison.

Une réflexion sur les conditions de soutien à l'autoconsommation serait utilement abordée.

¹³⁷ <https://www.amidon-usipa.fr>

¹³⁸ <https://www.ademe.fr/production-chaleur-biomasse-54-exemples-dinstallation-biomasse-entreprise>

L'ADEME mène déjà des actions d'accompagnement des PME sur l'optimisation de leurs installations de cuisson.

D'ici à 2030, la filière prévoit suivre la tendance actuelle de baisse liée aux économies d'énergie, avec une baisse d'émissions de 6% sur la base de 2015. Au-delà de cette baisse tendancielle, elle envisage la décarbonation des combustibles. Ce levier passerait d'abord par la suppression du charbon, l'électrification des procédés, la méthanisation des effluents et résidus utilisée en autoconsommation de biogaz ou encore de chaudières biomasse. Ces économies de gaz à effet de serre sont évaluées à 1,4Mt de CO₂eq à l'horizon 2030. Le coût des économies en est estimé à 40 à 70M€ par an.

Elle demande le maintien et le renforcement des soutiens aux investissements :

- Soutien à l'investissement à hauteur de 40% à 60% des 40 à 70 M€ d'investissements annuels,
- Fonds chaleur de l'ADEME,
- Création d'un volet biomasse pour soutenir au minimum à 40% les 450 à 700M€ d'investissements estimés d'ici à 2030,
- Aide à l'investissement sur la méthanisation à hauteur de 40% des investissements de 200 à 400M€ pour 700TWh/an,
- Maintien des dispositifs Très Petites Entreprises (TPE).

Le soutien public global demandée par la filière aux investissements énergie sur les dix ans à venir est estimé à 650 M€ en fourchette basse. A ce stade, la filière ne présente pas de réelle évaluation économique de la rentabilité de ces investissements en fonction des prix de l'énergie.

La filière n'a pas abordé les enjeux postérieurs à 2030. Et au vu de la diversité des utilisations du secteur, elle n'envisage pas non plus d'actions sur la recherche et développement. Néanmoins, il est possible d'étudier des pompes à chaleur à haute température. Les travaux sont évalués à une cinquantaine de millions d'euros.

5. Les enjeux liés au froid

Les enjeux liés au froid sont dominés par les questions de liquide de frigorigène. Les chambres froides, qui permettent de maintenir des températures entre -60°C et +100C, utilisaient majoritairement des CFC, HFC et HCFC au pouvoir de réchauffement important. La réglementation européenne FGaz de 2014¹³⁹ interdit depuis le 1^{er} janvier 2020 l'usage de liquide frigorigène de potentiel de réchauffement supérieur à 2500 pour toutes les installations ayant une charge supérieure à 40 tonnes équivalent CO₂ (excepté pour la maintenance). Pour les installations plus petites, elle impose à partir de 2030 des installations compatibles avec des réfrigérants dits naturels. Il faut donc envisager la migration vers ces fluides bien moins émetteurs, l'ammoniac NH₃ (R-717), le dioxyde de carbone lui-même (R-744), ou des hydrocarbures.

Les enjeux portent à la fois sur les petites installations, vitrines, réfrigérateurs et congélateurs ; que les plus grandes, chambres froides de magasin, ou entrepôts frigorifiques soumis à la réglementation ICPE rubrique 1511, 398 sites en France soumis à autorisation (14 Seveso seuil bas, 10 seuil haut), mais surtout rubrique 1185.2.a utilisation d'équipements contenant en exploitation des gaz à effet de serre ou qui appauvrissent la couche d'ozone.

¹³⁹ Règlement UE n°517/2014 du 16 avril 2014

Les analyses du Centre Technique des Industries Aéronautiques et Thermiques (CETIAT), basé à Villeurbanne font référence¹⁴⁰. Mais d'autres acteurs sont identifiables soit des structures d'économies mixtes comme le CRT Pole Cristal en Bretagne, soit les services technico-commerciaux des industriels. Des solutions sont déjà commercialisées. Elles privilégient plutôt l'ammoniac pour les grosses installations, et le CO₂ pour les petites.

La filière signale que ces fluides posent des problèmes de sécurité des personnels, pour la toxicité de l'ammoniac, y compris pour le CO₂ qui génèrent des risques d'anoxie.

La filière propose de soutenir les investissements, notamment par un suramortissement à niveau de 40%.

Elle estime que la réduction de l'utilisation des HFC divisera par quatre à l'horizon 2030 l'impact de la réfrigération sur le réchauffement climatique par rapport au niveau de 2015. C'est ce domaine qui sera le principal contributeur à la décarbonation de la filière agro-alimentaire.

En conclusion, les leviers prévus par la filière sont :

- Levier 1 : La réduction de l'utilisation des HFC, estimée à 76% soit une réduction de 2,2 Mt CO_{2eq} à l'horizon 2030 par rapport au niveau de 2015¹⁴¹.
- Levier 2 : La décarbonation des combustibles ; ce levier pourra être permis notamment par la suppression du charbon, l'électrification des procédés, la méthanisation des effluents et résidus, la mise en place d'unités d'autoconsommation de biogaz ou encore de chaudières biomasse. La réduction des émissions de gaz à effet de serre est estimée à 1,4 Mt de CO_{2eq} à l'horizon 2030, par rapport au niveau de 2015.
- Levier 3 : La poursuite de l'amélioration de l'efficacité énergétique d'environ 6 % d'ici 2030 par rapport à 2015. La réduction des émissions de gaz à effet de serre est estimée à 1,4 Mt de CO_{2eq} à l'horizon 2030, par rapport au niveau de 2015.

¹⁴⁰ <http://www.cetiat.fr/>

Annexe 8 : Bibliographie

- [1] Rôle de l'hydrogène dans une économie décarbonée, rapport de l'Académie des technologies, juin 2020 (150 pages).
- [2] La transition vers un hydrogène bas carbone – Atouts et enjeux pour le système électrique à l'horizon 2030-2035, RTE, janvier 2020 (66 pages).
- [3] The Technical and Economic Potential of the H2@Scale Concept within the United States, NREL (National Renewable Energy Laboratory, US DOE), octobre 2020 (196 pages).
- [4] Filière hydrogène-énergie, rapport du CGE et du CGEDD établi par Jean Cueugnet, Jean-Louis Durville, Jean-Claude Gazeau, Benoît Legait et Jean-Michel Nataf, septembre 2015 (CGE-CGEDD, 161 pages).
- [5] Renewable Energy for Industry - From green energy to green materials and fuels, Cédric Philibert, IEA Insight Series, novembre 2017 (67 pages).
- [6] Hydrogen generation in Europe: Overview of costs and key benefits, rapport préparé pour la Commission européenne par le projet ASSET (Guidehouse et Tractebel Impact), juillet 2020 (45 pages).
- [7] L'hydrogène, vecteur énergétique : opportunités et défis, IFPEN, Le point sur, 2017 (5 pages).
- [8] Hydrogen economy outlook – Key messages, BloombergNEF, 30 mars 2020 (10 pages).
- [9] The Future of Hydrogen, Seizing today's opportunities - Report prepared by the IEA for the G20, Japan, AIE, juin 2019, 203 pages.
- [10] Comment évaluer l'externalité carbone des métaux, France Stratégie, Note d'analyse, OCTOBRE 2020 - N°96
- [11] Iron and Steel Technology Roadmap, Towards more sustainable steelmaking, IEA, mars 2019
- [12] Klimaneutrale Industrie, Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl, Chemie und Zement, Agora Energiewende, août 2020
- [13] MAÎTRISER L'EMPREINTE CARBONE DE LA France, Haut conseil pour le climat, octobre 2020
- [14] Stratégie nationale bas carbone, La transition écologique et solidaire vers la neutralité carbone, MTE, mars 2020
- [15] Energy technology perspectives, IEA, 2020
- [16] Stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné en France, dossier de presse du gouvernement, 8 septembre 2020
- [17] Transition industrielle - prospective énergie matière: vers un outil de modélisation des niveaux de production, ADEME, mai 2020
- [18] Bétons bas carbone: questionnement sur la reconnaissance de l'aptitude à l'usage et les performances carbone, FCBA, 11/2/2020
- [19] Industrial Innovation: Pathways to deep decarbonisation of Industry. Part 1: Technology Analysis, ICF-Fraunhofer, 20/1/2019
- [20] Industrial Innovation: Pathways to deep decarbonisation of Industry. Part 2: Scenario analysis and pathways to deep decarbonisation, ICF-Fraunhofer, 20/3/2019
- [21] Cementing the European Green Deal, Cembureau, 2020
- [22] L'empreinte énergétique et carbone de l'alimentation en France, ADEME, janvier 2019
- [23] Decarbonising basic materials in Europe: How Carbon Contracts-for-Difference could help bring breakthrough technologies to market, IDDRI-Sciences Po, octobre 2019
- [24] Chiffres clés des énergies renouvelables, DATALAB, édition 2020

- [25] Decarbonization of industrial sectors: the next frontier, Mc Kinsey, juin 2018
- [26] Pathways to a low carbon economy, version 2 of the global greenhouse gas abatement curve, Mc Kinsey, 2009
- [27] Doubling down europe's low-carbon investment opportunity, cdp, février 2020
- [28] ZEN 2050 zéro émission nette imaginer et construire une France neutre en carbone, EpE, mai 2019
- [29] Renewable Energy for Industry From green energy to green materials and fuels, IEA, 2017
- [30] Bioenergy and carbone capture and storage, Global CCS Institute, 2019
- [31] Putting CO2 to Use September 2019 Creating value from emissions, IEA, septembre 2019
- [32] Global status of CCS, targeting climate change, Global CCS Institute, 2019

