

Un monde énergétique en reconstruction

Olivier Appert

2020 a été marquée par la crise sanitaire mondiale. Quelles conséquences aura cette crise sur le secteur énergétique à court et long terme? Pour répondre à cette question, il convient d'abord d'analyser l'impact global de la pandémie avant d'examiner les perspectives nouvelles pour les diverses sources d'énergie et les technologies de la transition énergétique.

Impact de la pandémie

La baisse de la demande d'énergie a été immédiate et d'une ampleur majeure, supérieure aux chocs pétroliers ou à la crise de 2008. L'impact est cependant moindre que celui des guerres mondiales ou de la crise de 1929!

La pandémie a modifié les perspectives économiques mondiales. Le PIB mondial a baissé en 2020 de 3,5 %. Dans son dernier rapport publié le 26 janvier, le FMI souligne cependant une bonne tenue des marchés financiers qui s'explique par l'arrivée des vaccins et par le soutien de l'économie par les pouvoirs publics. Les nouvelles prévisions économiques anticipent une croissance de l'économie mondiale de 5,5 % en 2021 et de 4,2 % en 2022. Les prévisions pour 2021 sont révisées à la hausse de 0,3 point de pourcentage par rapport à la prévision précédente.

Dans ce contexte, l'AIE a présenté ses projections d'évolution de la demande d'énergie mondiale. Un contrôle de la pandémie conduirait à retrouver en 2023 le niveau de la consommation antérieure. On ne peut pas exclure un scénario moins favorable dans lequel la demande d'énergie ne retrouverait son

niveau antérieur qu'en 2025, ce qui représenterait la plus faible croissance depuis un siècle de la demande d'énergie sur la décade.

Après une baisse de 5 % de la demande d'énergie en 2020, on constate un rebond particulièrement net pour les renouvelables d'ici 2030.

Le pétrole et surtout le gaz devraient retrouver une croissance significative. Par contre, dans tous les scénarios la demande de charbon continue de baisser. Dans le scénario de reprise retardée de la croissance, la consommation de pétrole stagne à son niveau de 2019, prolongeant la situation de surcapacité de production.

Il y a bien entendu beaucoup d'incertitudes sur les tendances à long terme. Cependant, on peut anticiper un pic de la demande de pétrole avant 2035, de gaz avant 2045, alors que le pic charbonnier est intervenu en 2013. Malgré cela, les combustibles fossiles continueront à jouer un rôle majeur d'ici 2050 compte tenu de la croissance de la demande notamment dans les domaines de la chimie.

Face à cette situation exceptionnelle, les gouvernements ont pris de nouveaux engagements. C'est par exemple le cas de l'Union européenne qui a augmenté ses objectifs de réduction des émissions de CO₂ à échéance de 2030. Le Japon et la Corée se sont engagés à la neutralité carbone en 2050. Plus significatif est l'engagement de la Chine d'assurer la neutralité carbone en 2060. Avec l'élection de Joe Biden, les États-Unis rejoignent l'Accord de Paris. Mais

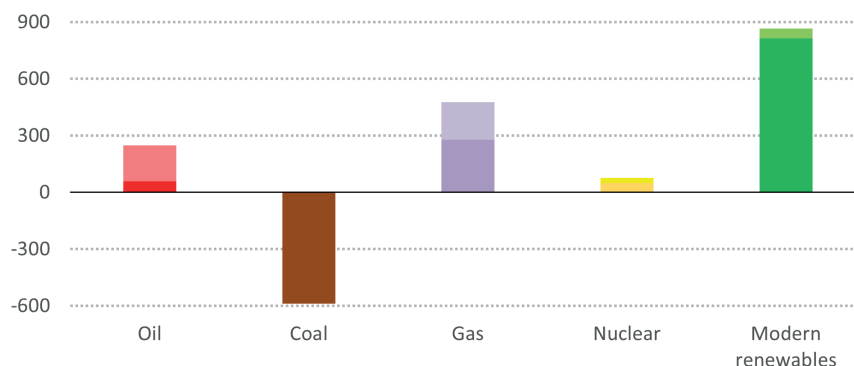


Figure 1. Évolution de la demande d'énergie primaire 2019-2030 (Mtoe)

Source : AIE WEO 2020

il subsiste de grandes incertitudes sur le réalisme de ces engagements.

Sous la pression des ONG, les milieux financiers se sont mobilisés. Dans un rapport, DNV indique que 66 % des seniors des entreprises pétrolières et gazières affirment que leurs entreprises sont engagées dans un mix énergétique moins carboné alors qu'ils n'étaient que 44 % l'an dernier. Ils anticipent une réorientation majeure de leur entreprise. Il est significatif de noter la déclaration du fond Black Rock en janvier 2021 dans laquelle il s'engage à adopter les standards ESG (environnementaux, sociaux et de gouvernance).

2020 a été une année noire pour les compagnies pétrolières. Les pertes annoncées par les 5 majors IOC (*International Oil Company*) se montent à 77 G\$. Ils ont réduit d'environ 30 % leurs investissements dans le secteur des hydrocarbures et doublé leurs investissements dans des actifs durables. Il est significatif que les marchés financiers cotent les entreprises pétrolières à 5 fois leur EBITDA contre 25 fois pour les entreprises du secteur des renouvelables. Plusieurs IOC ont annoncé leur volonté de devenir des groupes énergétiques et non plus seulement pétroliers. C'est le cas de BP et de ENI. Total a pris plusieurs décisions fortes : engagement à la neutralité carbone, départ de l'association américaine des pétroliers, l'API, acquisition d'actifs importants dans le solaire,

avec un objectif de 100 GW en 2030. De façon symbolique, Total vient de décider de changer de nom et s'appelle maintenant TotalEnergies. Exxon, qui a enregistré en 2020 la première perte de son histoire à 22,4 G\$, a annoncé son intention de diminuer de 15 à 20 % les émissions de ses activités pétrolières d'ici 2025 par rapport à 2016. Il a aussi décidé de créer un pôle d'activité consacré aux énergies moins polluantes, Exxon Mobil Low Carbon Solutions.

L'AIE vient de détailler dans un rapport les implications d'un scénario de neutralité carbone à l'horizon 2050. C'est une véritable révolution : les EnR représenteraient les deux tiers du mix énergétique, tandis que la part des fossiles chuterait à un peu plus de 20 % (contre près de 80 % aujourd'hui). Le nucléaire devrait voir sa part passer de 5 % à 11 %. Cela passe par une électrification massive du mix énergétique qui doublerait.

L'AIE détaille les étapes à suivre. Ce scénario suppose par exemple un arrêt immédiat de tout investissement dans l'amont pétrolier et gazier et un triplement des investissements dans le secteur électrique... On peut s'interroger sur le caractère réaliste de ce scénario alors que l'AIE reconnaît le fossé croissant entre engagements et réalité. N'est-ce pas au fond une opération de communication pour s'attirer les bonnes grâces des ONG?

Une sortie accélérée du charbon

La crise sanitaire a fortement pesé sur le marché charbonnier. Avant la pandémie, on s'attendait à un léger rebond de la demande mondiale en 2020. En fait, après une baisse de 1,8 % en 2019, la demande a chuté de 5 % en 2020 en raison de la contraction de la demande d'électricité et de celle de la sidérurgie hors Chine. Cette baisse est la plus forte observée depuis la Seconde Guerre mondiale. La demande mondiale de charbon semble bien avoir atteint un pic en 2013 et entamé un long plateau.

En 2020, la demande de charbon chinoise a résisté, mais la part du charbon dans le mix énergétique continue de se réduire (en dessous de 57 %) face à la progression des énergies peu ou pas carbonées. La part du charbon dans les capacités installées d'électricité du pays est maintenant inférieure à 50 %, une première historique. Les importations totales de charbon ont connu une légère hausse en 2020. Elles ont été très volatiles durant l'année. Au premier semestre, la Chine a importé plus de charbon vapeur que jamais, profitant des prix bas du marché international.

La pandémie sonne le glas du charbon en Europe.

La demande européenne de charbon s'est effondrée en raison de la pandémie, mais aussi d'un ensemble de facteurs négatifs : la contraction de la demande d'électricité et l'augmentation de la production d'électricité renouvelable, les prix bas et l'abondance de gaz naturel sur le marché, les prix élevés des quotas de CO₂, les politiques de sortie du charbon et la fermeture anticipée des centrales au charbon. En 2020, l'UE (27 et Royaume-Uni) n'a consommé que 400 Mt soit une chute de 22 % par rapport à 2019. Au cours des deux dernières années, le marché européen s'est réduit de plus d'un tiers. Le charbon (houille et lignite) n'assure plus que 12 % de la production d'électricité européenne (24 % en 2015).

Les plans de relance économique, tournés vers la décarbonation, accélèrent la sortie du charbon en Europe. Trois pays ont déjà fermé toutes leurs centrales au charbon (Autriche et Suède en 2020 et Belgique en 2016); l'Espagne a fermé la moitié de ses capacités en juin 2020. Six autres pays seront sortis du charbon d'ici 2025 et dans la plupart des cas les dates de sortie ont été avancées : Portugal (2021), France (2021), Grèce (2023/2028), Royaume-Uni (2024), Irlande (2025) et Italie (2025). En Allemagne, qui doit sortir du charbon au plus tard en 2038, une dernière nouvelle centrale au charbon, Datteln 4, a été inaugurée fin mai 2020, mais 4,8 GW de capacités ont

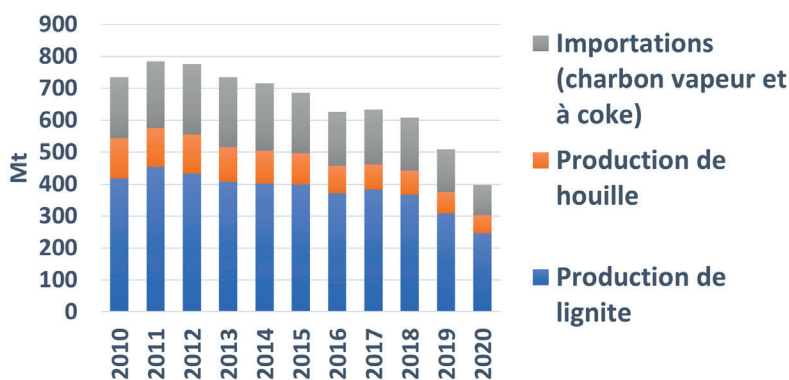


Figure 2. Baisse accélérée du charbon en Europe

Source : Eurostat

été retirées pendant l'année, réduisant la capacité thermique au charbon à 34 GW fin 2020. En Pologne, dernier bastion de résistance, un plan de sortie du charbon reste encore à définir, mais de nombreuses fermetures de centrales ont été annoncées en 2020, ainsi que l'abandon de la construction de la centrale d'Ostrołęka C (remplacée par une centrale au gaz), qui était le dernier projet de construction de nouvelles centrales au charbon en Pologne.

La chute des prix du charbon vapeur, amorcée en 2019 en raison d'un marché bien approvisionné, s'est poursuivie en 2020, face à la baisse de la demande provoquée par la crise sanitaire. Le prix du charbon vapeur importé en Europe (prix CAF zone ARA) a perdu 17 % et s'établit en moyenne annuelle à 50,4 \$/t. Celui du charbon vapeur australien (prix FOB Newcastle) a perdu 22 % et s'établit à 60,8 \$/t.

Au-delà de la baisse des prix, l'élément marquant de 2020 est la forte volatilité des prix. Au premier trimestre, les prix spot sont restés stables, malgré la chute des prix du pétrole et du gaz. À partir d'avril, les prix ont amorcé leur grand plongeon. Ils ont atteint des creux historiques (moins de 40 \$/t en Europe et 50 \$ en Asie) en raison de la chute de la demande mondiale liée aux mesures de confinements, des prix du gaz en chute libre et de la reprise de la production de charbon en Chine. En décembre, un hiver froid (particulièrement rigoureux en Chine) et une offre contrainte ont poussé les prix à plus de 80 \$/t en Asie et de 65 \$/t en Europe.

Pour 2021, on assiste à un rebond du commerce lié à la reprise économique et à une remontée des prix. On peut tabler sur une augmentation des prix de 12-13 % en moyenne en 2021. Les prix devraient toutefois rester volatiles avec des tensions saisonnières selon la vigueur de l'hiver et les évolutions du marché gazier.

Le pétrole résiste

La pandémie a conduit à un effondrement des prix du pétrole début 2020. Une réaction à contre-courant des pays producteurs a accentué la baisse. Depuis un an, les prix ont remonté progressivement et on retrouve aujourd'hui les prix constatés avant la pandémie. Ceci est dû à une reprise de confiance dans la situation économique et à une discipline retrouvée des pays producteurs de l'OPEP+.

Ainsi, après une baisse de la demande de 8,6 Mb/j en 2020, l'AIE anticipe une augmentation de 5,4 Mb/j en 2021 et de 3,1 en 2022. La demande retrouve en fin d'année 2021 son niveau de 2019. Il s'ensuit une pression à la baisse sur les stocks malgré une augmentation de la production américaine en 2022 de 1 Mb/j, après une quasi-stabilité en 2021.

L'OPEP s'est mobilisée rapidement après l'effondrement des prix début 2020 :

- Le 12 avril, l'OPEP+ décide une baisse immédiate de production de 9,7 Mb/j, puis de 7,7 jusqu'en décembre. Globalement, les nouveaux quotas de production ont été bien respectés par les 23 pays membres.
- Compte tenu de la faiblesse de la demande suite à la deuxième vague de la pandémie, l'OPEP décide le 3 décembre de limiter la hausse de janvier à 0,5 Mb/j.
- Malgré le souhait de la Russie d'augmenter la production, le 5 janvier un accord est obtenu sur un maintien de la production. Par ailleurs pour soutenir le marché, l'Arabie saoudite s'engage unilatéralement à réduire de 1 Mb/j sa production.
- Enfin, le 1^{er} avril, les 23 pays membres décident d'augmenter leur production de 350 kb/j en mai et 440 kb/j en juillet. En effet, l'accélération des campagnes de vaccination laisse présager un rebond économique significatif cette année. Cette décision présente aussi un caractère stratégique visant principalement les producteurs américains de *shale oil*. Cette décision a été confirmée lors de la réunion de l'OPEC+ le 1^{er} juin.
- Si l'OPEP+ poursuit sa politique et respecte ses engagements, sa capacité de

Un monde énergétique en reconstruction

production disponible devrait baisser de 6,9 Mb/j aujourd'hui à environ 5 Mb/j fin 2022, à laquelle pourrait s'ajouter 1,4 Mb/j en cas de levée des sanctions vis-à-vis de l'Iran.

- L'échec de la dernière réunion de l'OPEP le 5 juillet suite à une opposition entre l'Arabie saoudite et les Émirats arabes unis a créé une incertitude sur la volonté du cartel d'augmenter sa production conduisant à une progression des prix. Cependant, le 18 juillet, les pays de l'OPEP+ ont décidé de prolonger leur coordination jusqu'en décembre 2022, d'augmenter chaque mois leur production de 0,4 Mb/j et de procéder à une évaluation du marché en décembre 2021.

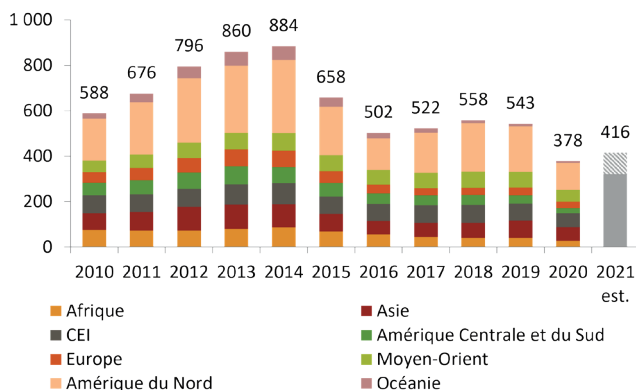
L'OPEP+ semble donc avoir repris un certain contrôle du marché. La solidité du cartel et sa volonté d'assurer un approvisionnement satisfaisant du marché sont des enjeux majeurs des mois à venir.

La chute des prix a eu un impact considérable sur les investissements. En 2020, le repli des investissements en exploration-production

est particulièrement marqué en Amérique du Nord, où les investissements chutent de 41 %, alors que dans le reste du monde, le recul n'est que de 24 %. Malgré ce recul, l'Amérique du Nord reste la région la plus importante en termes d'investissements en E&P puisqu'elle concentre encore 32 % de l'investissement mondial en 2020. Il est symptomatique de constater que le montant des investissements pétroliers est maintenant inférieur aux investissements dans la transition énergétique.

L'évolution des investissements mondiaux dans l'amont pétrolier et gazier fait l'objet de très nombreuses incertitudes : incertitudes à court terme sur la résolution de la crise sanitaire et, à moyen et long termes, incertitudes sur la reprise de la demande, sur les perspectives des hydrocarbures de schiste américains et sur la stratégie des majors. En 2021, ces investissements pourraient se situer dans une fourchette large, entre -15 % et +10 % par rapport à 2020, en fonction des cours du pétrole.

Investissements en Exploration / Production
G\$



Investissements dans la transition énergétique
G\$

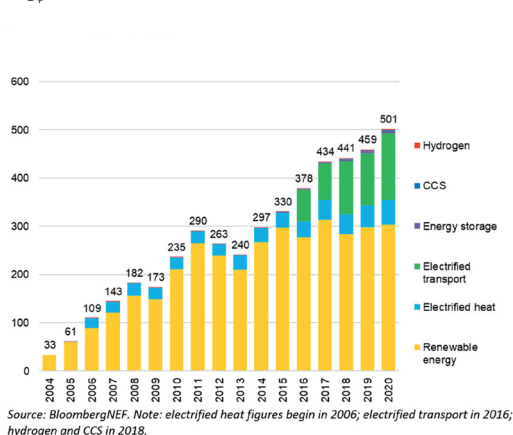


Figure 3. Investissements mondiaux dans l'exploration pétrolière et la transition énergétique

Source : BloombergNEF

Cette baisse des investissements peut conduire à des tensions à terme sur les approvisionnements. En effet, à échéance de 2030, la production de nouveaux champs à développer représente de l'ordre de 20 à 30 Mb/j d'après l'AIE. On peut s'attendre à une volatilité du prix du pétrole dans les années à venir.

Dans ces conditions, la dégradation de la situation géopolitique au Moyen-Orient est inquiétante. Le Moyen-Orient est demeuré en 2020 une zone dangereuse. La progression de la pandémie et ses conséquences économiques et sociales auraient dû ralentir les violences, les gouvernements étant accaparés par les problèmes intérieurs : il n'en a rien été. L'élection de Joe Biden a confirmé le désengagement lent mais inéluctable des États-Unis de la région. Ce retrait met le Moyen-Orient en ébullition et laisse le champ libre aux ambitions de la Russie et de la Chine. Téhéran tient un discours martial dans un contexte de crise économique et de politique interne. Les perspectives concernant un accord sur le nucléaire iranien restent incertaines. Les guerres en Libye, en Syrie et au Yémen ne sont toujours pas résolues. Le miracle libanais s'est écroulé avec un État incompetent et corrompu. Brisant les tabous, les pays arabes n'hésitent plus à pactiser avec Israël en signant le pacte d'Abraham. La Turquie, elle, se prend à rêver de ressusciter l'empire ottoman et de devenir le maître du monde sunnite.

L'instabilité du Moyen-Orient reste une menace pour la sécurité d'approvisionnement en pétrole.

Un marché du gaz incertain

La demande de gaz devrait poursuivre sa croissance à court terme. Par contre, il subsiste de nombreuses incertitudes liées au contexte économique et à la rapidité de la transition énergétique. En cas de retard dans la reprise économique, l'AIE estime que la demande totale pourrait être réduite en 2030 de 5 % et de 8 % pour le secteur électrique par rapport au scénario de base. Dans son scénario de développement durable (SDS, *Sustainable Development Scenario*), la consommation pourrait atteindre un pic dès 2025.

La demande à court terme de GNL reste robuste. Il subsiste des excédents de production, mais il existe des risques de tension à moyen terme.

La demande de gaz de la Chine continue à croître dans tous les scénarios. Les importations chinoises pourraient même doubler à échéance de 2040. Ceci va peser sur le marché du GNL et sur les prix. L'évolution récente des prix du gaz sur le marché mondial illustre le poids de la Chine. L'impact de la pandémie a pesé fortement à la baisse sur les prix en 2020. Mais une vague de froid fin 2020 en Chine a fait

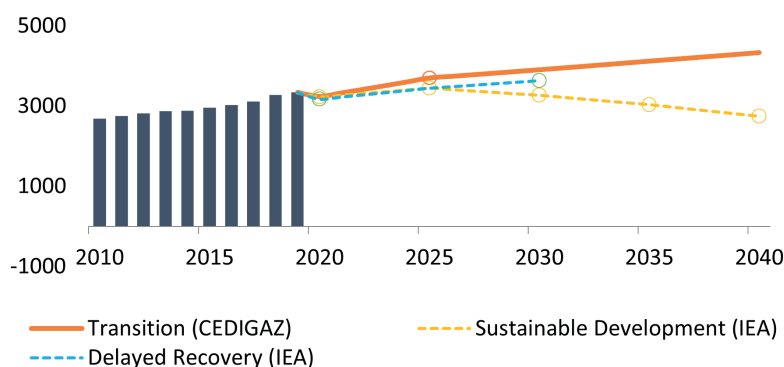


Figure 4. Tendances de la demande gazière mondiale à long terme (GT)

Source : IFPEN

Un monde énergétique en reconstruction

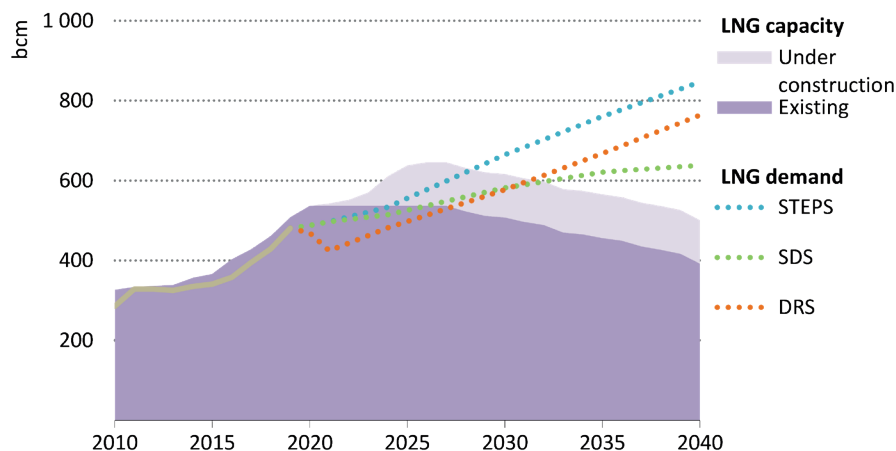


Figure 5. Une tension à terme sur les capacités de liquéfaction

Source : IEA Scenario 2020

bondir les prix sur le marché asiatique à 14 \$/Mbtu et à 8 \$/Mbtu en Europe. On est revenu actuellement à des écarts de prix traditionnels.

La demande de GNL a continué à croître malgré la pandémie. Elle a été tirée par la Chine, mais aussi par l'Inde.

Compte tenu du nombre exceptionnel de nouveaux projets lancés ces dernières années, l'offre de GNL restera excédentaire jusqu'à la fin de la décennie. Au-delà, il y a des risques de tension dus à une insuffisance des investissements.

L'Europe, qui est déjà le marché en dernier ressort, pourra profiter de cette situation excédentaire à court terme. Le GNL va y jouer un rôle croissant dans un marché caractérisé par une stabilisation de la demande et une forte baisse de la production domestique. La concurrence entre les importations russes et le GNL importé ne peut que se renforcer.

Cependant en Europe, la baisse de la production domestique est partiellement compensée par la croissance soutenue du nombre d'unités de biométhane. Si la production stagne en Allemagne, elle croît dans tous les autres pays européens.

Les défis du secteur électrique européen

Pour la première fois en 2020, les renouvelables sont devenus la première source d'électricité en Europe : c'est notamment le cas en Allemagne, Espagne et Grande-Bretagne. Malgré la pandémie, la croissance des renouvelables est donc restée robuste. Leur part de marché atteint 38 % à comparer à 34,6 % en 2019. La part des fossiles quant à elle baisse à 37 %.

Depuis 2015, la production d'électricité ex-charbon a été divisée par deux. La moitié de cette baisse a été compensée par les renouvelables. La croissance du gaz et la baisse de la demande d'électricité ont permis de boucler l'équilibre du marché. À noter une baisse de 10 % de la production nucléaire en 2020 due à des fermetures de tranches en Allemagne et Suède et à des problèmes d'exploitation en France et en Belgique.

Le secteur électrique européen va connaître une baisse structurelle de la flexibilité du réseau. Ceci est dû à l'augmentation de la part des renouvelables qui sont intermittentes et n'offrent pas l'inertie qui contribue à la stabilité du réseau. Par ailleurs, des déclassements

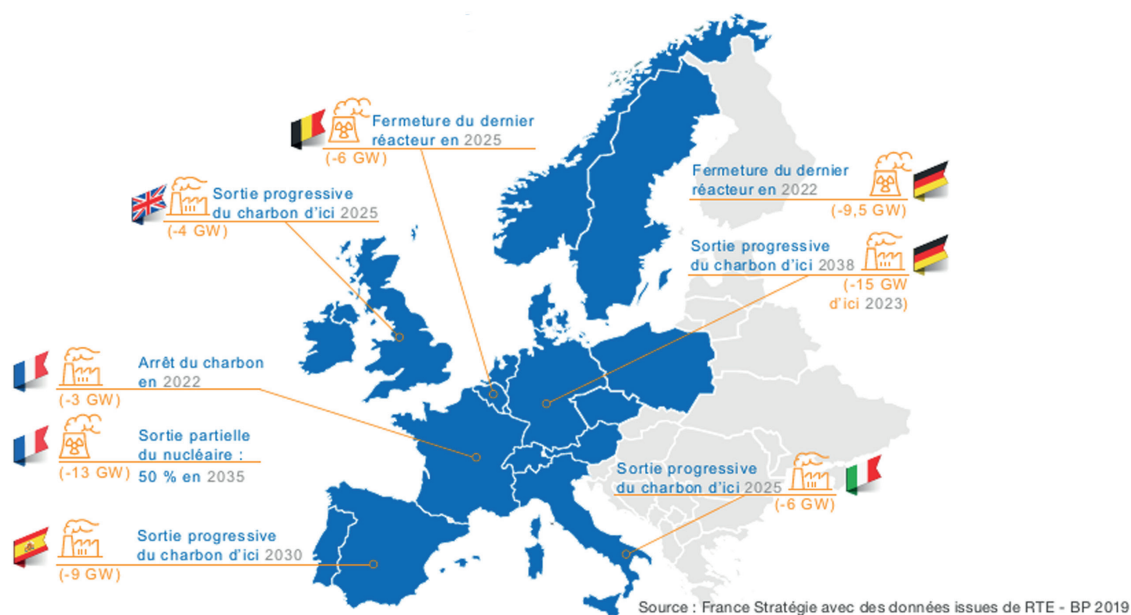


Figure 6. Principaux objectifs de déclasserment des parcs thermiques en Europe

Source : France Stratégie issu du BP 2019 de RTE

importants vont intervenir dans les années à venir. D'ici 2023, 22 GW de centrales thermiques, nucléaires ou charbon seront fermés en Allemagne. 6 GW supplémentaires de nucléaire devraient être fermés en Belgique en 2025 et 21 GW de centrales charbon en France, Grande-Bretagne, Espagne et Italie.

Ainsi, les capacités électriques pilotables de la France et des pays européens limitrophes vont baisser de l'ordre de 60 GW à échéance de 2030. La part des capacités pilotables dans le mix électrique va diminuer : elle devrait être inférieure à la demande de pointe moyenne d'ici la fin de la décennie. Cette situation va fragiliser la sécurité du réseau dont l'inertie globale va baisser compte tenu de l'augmentation importante des productions intermittentes non pilotables.

Il est significatif qu'un incident sur le réseau croate le 8 janvier dernier ait conduit à une coupure en deux de la plaque électrique européenne pendant quelques heures. RTE a été

amené à mobiliser les capacités interruptibles et à envoyer aux consommateurs un signal de vigilance.

Certes, l'AIE et RTE ont publié en début d'année un rapport sur les conditions d'un scénario électrique avec une part élevée de renouvelables. Cela paraît faisable, mais il convient d'examiner avec attention les conditions qui sont drastiques pour maintenir la stabilité du système, assurer le suivi de charge, assurer les réserves de puissance et moderniser le réseau. L'évaluation du coût ne fait pas l'objet de ce rapport, mais il est indiqué clairement que les coûts sociaux et économiques risquent d'être élevés et que des verrous technologiques doivent être levés. Il est significatif qu'en conclusion de la conférence de presse où cette étude a été présentée, Fatih Birol, directeur exécutif de l'AIE, a indiqué que la France disposait d'un atout avec le nucléaire et qu'elle devrait le préserver!

Un déploiement rapide des technologies de la transition énergétique

La pandémie a eu un impact majeur sur le débat climatique. C'est en particulier le cas des programmes lancés par la plupart des pays qui ont contribué au déploiement des technologies de la transition énergétique.

2020 a été marquée notamment par une hausse du prix du CO₂, des investissements croissants dans les renouvelables, une croissance de la mobilité durable, la relance du CCS et le lancement de programmes majeurs sur l'hydrogène.

La réforme du système ETS, le renforcement des objectifs de décarbonation et la spéculation ont conduit à une croissance des prix du carbone sur le marché de l'ETS. Le prix a même dépassé le 50 €/t depuis plusieurs semaines.

Les investissements dans les énergies renouvelables en Europe d'ici 2025 devraient augmenter la capacité de 120 GW. Il est significatif de noter que les majors pétrolières et gazières représentent un tiers des investissements.

La mobilité électrique devient une réalité. En 2020, les ventes mondiales de véhicules électriques (VE) et hybrides ont atteint 3 millions de véhicules soit 4,6 % des ventes. Celles-ci ont augmenté de 41 % l'an dernier alors que

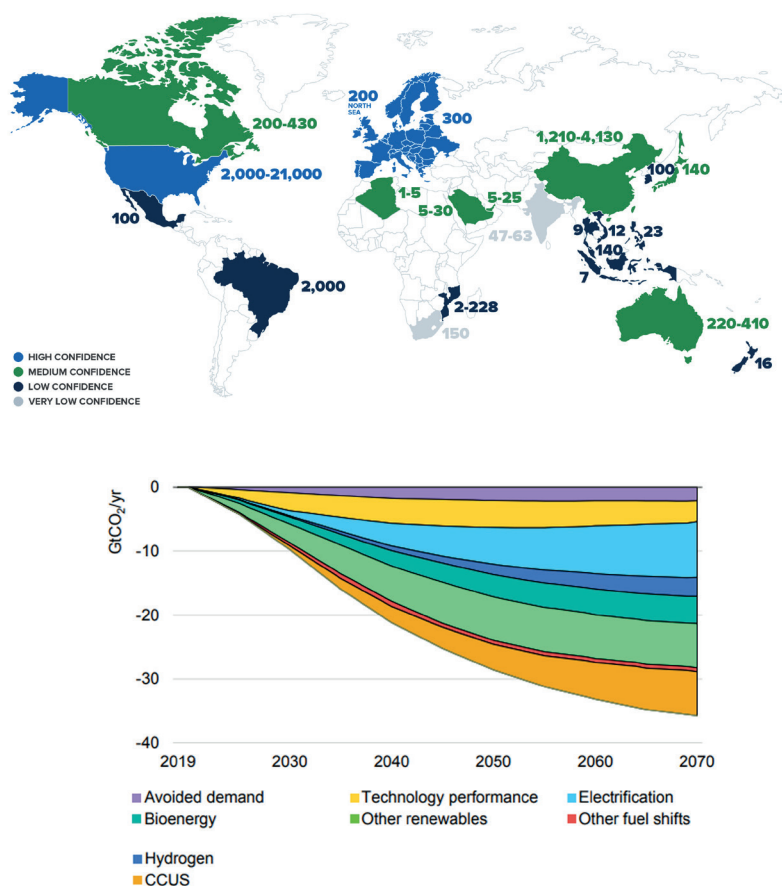


Figure 7. Potentiel du CCUS

Sources : Global CCS Institute et AIE

le marché global a baissé de 16 %. Le parc mondial total approche 10 millions de véhicules. L'AIE envisage dans son scénario SPS (*Stated Policies Scenario*) que le parc pourrait atteindre 145 millions de VE en 2030 soit 7 % du parc total.

Le CCS (captage et stockage du carbone) revient sur le devant de la scène après une dizaine d'années d'arrêt. L'AIE et le GIEC ont clairement indiqué que le CCS tout comme le nucléaire étaient incontournables pour réduire les émissions de GES. L'AIE estime que le CCUS pourrait contribuer à hauteur de 70 % à la baisse des émissions de CO₂ en 2070.

Les capacités de stockage potentiel sont énormes même s'il subsiste des incertitudes. Il représenterait en Europe une capacité de stockage de 300 GT. La technologie est déjà déployée avec 26 unités qui captent 40 Mt/an dans le monde auxquelles il convient d'ajouter les unités d'EOR (*Enhanced Oil Recovery*). Sont concernés en priorité le secteur industriel, la production d'électricité et d'hydrogène.

Le projet Northern Lights est symptomatique de cette relance du CCS en Europe. La FID (*Final Investment Decision*) a été acquise le 15 mai 2020. Le CO₂ est capté sur des sites industriels aux Pays-Bas. Il est transporté vers un site *onsshore* en Norvège. Un pipeline de 100 km d'une capacité de 5 Mt/an rejoint le site de stockage en aquifère à 2800 m de profondeur. En phase 1 seraient stockées de 0,8 à 1,5 Mt/an. Le gouvernement norvégien vient d'approuver ce projet. Ainsi, pourrait se créer un *hub* qui permettrait de stocker le CO₂ émis par les industries localisées à proximité de la mer du Nord.

Enfin, l'hydrogène est apparu depuis un an comme le *silver bullet* de la transition énergétique. Il faut rappeler qu'à plusieurs occasions dans le passé, l'hydrogène a été présenté comme la panacée. Cette vague est-elle la bonne? Elle bénéficie aujourd'hui de plusieurs leviers : les engagements en faveur de la neutralité carbone, la réduction du coût des EnR et les stratégies ambitieuses de déploiement

lancées dans de nombreux pays. Il subsiste cependant des incertitudes sur les coûts de production, les marchés accessibles et la sécurité.

Le coût de l'hydrogène décarboné est un premier défi. Il se situe dans une fourchette de 2,5 à 9 €/kg à comparer à un coût de 1,5 €/kg pour l'H₂ produit par les technologies actuelles.

Le coût dépend du prix de l'électricité, du coût des équipements et aussi du taux de charge des installations. La compétitivité de l'hydrogène dans les divers usages est un deuxième défi. Le premier marché accessible est l'industrie puis la mobilité lourde. Encore faut-il que les coûts soient réduits significativement. On ignore trop souvent un troisième défi : la sécurité. En effet, avant d'être un vecteur énergétique, l'H₂ est un produit chimique dangereux. Il présente une large plage d'explosivité et une énergie d'inflammation très faible. Ce risque est maîtrisé en milieu industriel. Mais c'est encore un défi dès lors qu'on envisage des usages en dehors de ce secteur. Cela nécessitera une sensibilisation des acteurs, des normes, des réglementations. On doit aussi s'interroger sur les défis spécifiques posés par les tunnels, les parkings et plus généralement les usages en milieu domestique.

2020 a donc été une année exceptionnelle pour l'économie mondiale fortement marquée par la pandémie. Le secteur énergétique a été profondément impacté. Même s'il subsiste de nombreuses incertitudes, la pandémie a indéniablement boosté la transition énergétique.