

Observatoire de l'énergie

2020

Edition

Observatoire
de l'énergie
2020



Intro- duction



BRICE
EMONET

ASSOCIÉ ENERGY,
UTILITIES & TELECOM

Voici la première édition de l'observatoire de l'énergie Magellan Consulting.

Cette publication a pour objet d'apporter un éclairage sur une sélection de thématiques liées à l'énergie, sur lesquelles les consultants de Magellan interviennent régulièrement.

Qu'il s'agisse de production, d'énergies renouvelables, de digitalisation, de nouveaux usages ou de mobilité, la transition vers un modèle énergétique moins nocif et plus performant, porteur de moins d'externalités négatives, est au cœur de tous les débats. Elle implique énergéticiens, industriels, collectivités, entreprises de services, consommateurs, et questionnent leurs rôles respectifs au sein de cet écosystème. Ses enjeux questionnent également notre approche à l'énergie, et au-delà de ça, notre rapport à l'environnement.

Pour cette première édition, nous avons choisi de mettre l'accent sur le développement des énergies décarbonées et les usages en mobilité électrique, particulièrement sur le périmètre France. Nous présentons également les perspectives d'évolution du mix électrique dans différents pays du Monde, en rappelant conjointement les enjeux législatifs qui accompagnent cette dynamique de transition.

Nous avons également fait le choix de ne pas rechercher l'exhaustivité, tant les sujets sont nombreux et complexes. Nous préférons souligner certaines tendances clés, et donner ainsi quelques clés de lecture choisies aux lecteurs de cette première publication.





Notre équipe de rédaction



DOMINIQUE
AKPOUÉ

ENERGY, UTILITIES
& TELECOM



RÉMY
CHATARD

ENERGY, UTILITIES
& TELECOM



GUILAIN
SILVE

ENERGY, UTILITIES
& TELECOM



CHARLES
BERAZA

ENERGY, UTILITIES
& TELECOM



WALID
EL FERDI

ENERGY, UTILITIES
& TELECOM

Sommaire

01 Chapitre

Sujets d'actualité

De nouveaux développements pour l'éolien offshore

L'énergie nucléaire à un tournant décisif

Un Brexit à l'impact certain sur le financement du système électrique anglais

02 Chapitre

Quelques tendances

En France, une autoconsommation facilitée par l'évolution de la législation et des technologies

Le stockage domestique au service des usages en mobilité et de l'équilibre des réseaux électriques

L'intelligence artificielle comme vecteur de transformation des énergéticiens

L'émergence de modèles d'énergie « as-a-service »

03 Chapitre

Évolution du marché en France

Puissance installée et production électrique : quelques chiffres
Perspectives d'évolution du coût des énergies renouvelables en France
Dynamiques des petites unités de production d'énergie renouvelable intermittente en France
Quelques chiffres sur la mobilité électrique en France

04 Chapitre

Évolution du marché dans le Monde

Différentes perspectives de politique énergétique à moyen terme
Un mix électrique mondial toujours dominé par le charbon
Une production renouvelable en hausse
La question du coût du CO₂
Une demande globale en constante augmentation tirée par la croissance de la zone Asie-Pacifique
Des usages différents en fonction des pays
Un accès toujours inégal à l'électricité

05 Chapitre

Réglementations en France, en Europe & dans le Monde

En France
En Europe
Aux États-Unis
En Asie
Reste du Monde



01 Chapitre



Sujets d'actualités



De nouveaux développements pour l'éolien offshore

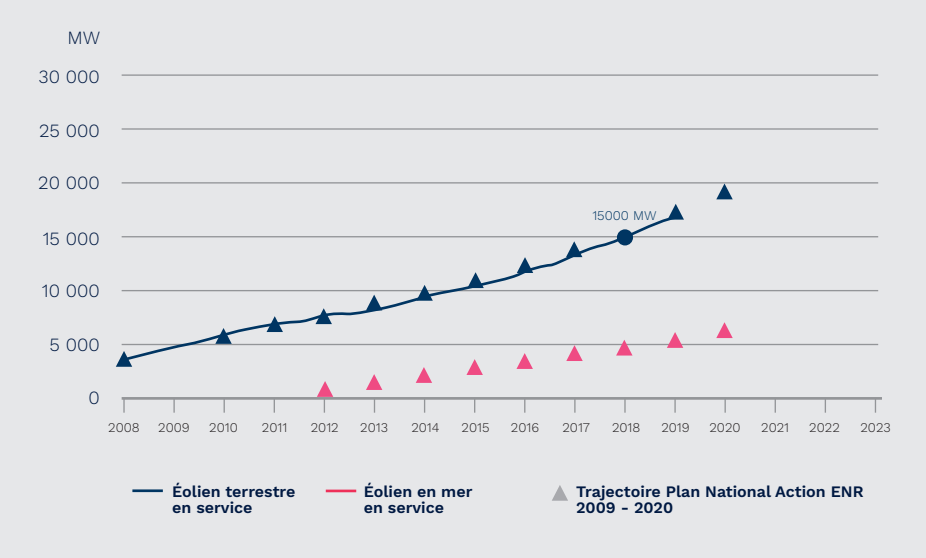
Malgré les appels d'offres lancés en 2012 et l'important potentiel de développement lié à ses différents espaces maritimes, la France ne compte toujours pas de parcs éoliens offshore en activité sur son territoire. Pourtant, le coût de l'éolien en mer a fortement baissé ces dernières années, grâce notamment au retour d'expérience acquis en Europe du Nord, mais également aux gains de productivité et l'optimisation de la maintenance des parcs, qui font se rapprocher le coût de l'éolien offshore des sources d'électricité historiques, vers ou sous les 50€ par MWh. La filière entre peu à peu dans sa phase de maturité. Les développements techniques tels que l'éolienne Haliade-150 de GE, ex-Alstom, affichent aujourd'hui une capacité de 6 MW de capacité installée, avec des prototypes Haliade-X annoncés à 12 MW par mât, pour un facteur de charge en offshore d'environ 60%.

La France bénéficie d'une situation privilégiée pour développer et structurer la filière nécessaire au développement de l'éolien offshore : façades maritimes, infrastructures portuaires, maillage du réseau de transport, acteurs industriels etc. L'objectif d'augmentation de capacité annuelle est désormais d'1 GW.

Le groupement EDF Renouvelables, Innogy et Enbridge a reporté en juin 2019 l'appel d'offres pour le parc éolien offshore de Dunkerque. Situé à plus de 10 km de la côte, le futur parc aura une capacité installée de près de 600 MW. Ce projet doit permettre de fournir en électricité 500.000 foyers à partir de 2026. Avec un tarif d'achat proposé inférieur à 45€ par MWh, garanti pour 20 ans, ce projet se place dans la moyenne des derniers appels d'offre européens.

A Saint Nazaire, les travaux de construction du premier parc éolien offshore de France (480MW) ont débuté fin 2019. RTE tire actuellement les câbles qui achemineront à terre l'électricité produite par 80 éoliennes de 6 MW. La mise en service du parc est attendue pour 2022, près de 10 ans après l'attribution de l'appel d'offres remporté en 2012 par Eolien Maritime France, une filiale d'EDF Renouvelables.

Évolution des capacités éoliennes en France



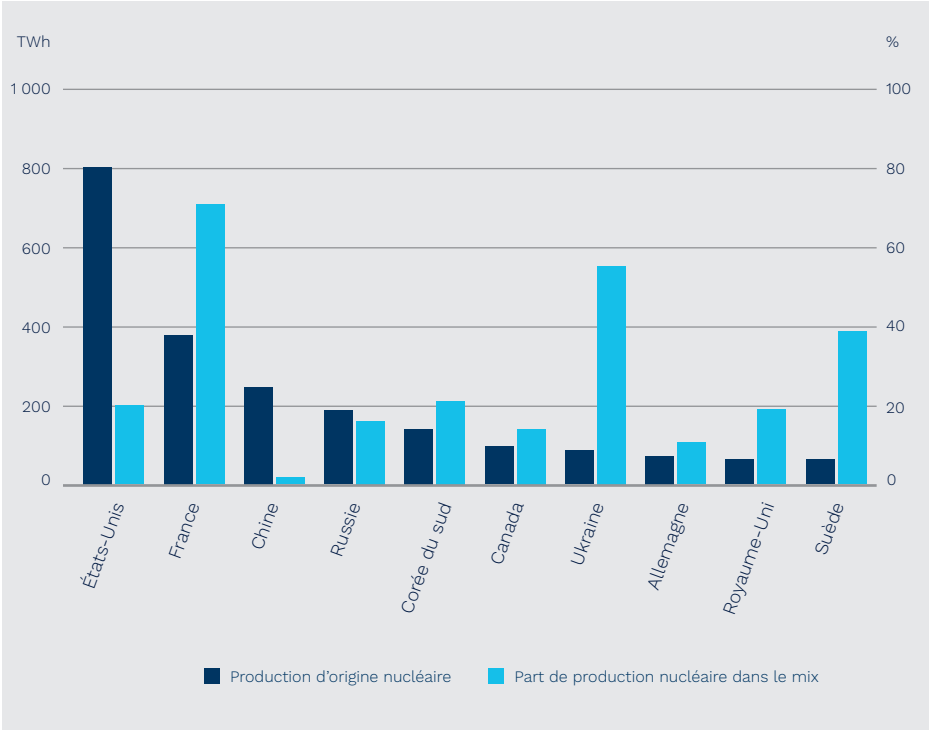
L'énergie nucléaire à un tournant décisif

Prolongation de la durée de vie des réacteurs en exploitation, démantèlement, construction de réacteurs de nouvelle génération, recherche de solutions pour le traitement et le stockage des déchets... Le secteur nucléaire est à une étape décisive de son histoire. Et, alors que sa part dans le mix énergétique français est remise en cause de façon significative d'ici 2030-2035, ce fleuron de l'industrie hexagonale n'en demeure pas moins le premier producteur d'électricité, et le seul à ce jour à pouvoir satisfaire les besoins avec une empreinte décarbonée. Les décisions prises mobilisent tous les acteurs de l'industrie nucléaire française : la poursuite de projets déjà engagés, parfois depuis plusieurs années, pour renouveler le parc, comme la construction de l'EPR de Flamanville ; la prolongation de la durée de vie de certaines centrales ; l'intensification des travaux de recherche sur le traitement et le stockage des déchets (notamment le projet Cigéo). Et des chantiers à venir, en particulier le démantèlement des centrales à l'arrêt, à commencer par Fessenheim à partir de 2020. Jeudi 20 juin 2019, l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) a confirmé qu'EDF devra reprendre huit soudures sur l'EPR de Flamanville (Manche). Une décision qui devrait accentuer le retard de ce chantier devenu le symbole des difficultés de la filière nucléaire française, qui réside en grande partie dans la difficulté à mobiliser les compétences nécessaires à la construction des centrales alors que le pays n'en a pas construit depuis plus de 15 ans.

Néanmoins, le chantier de l'EPR de Flamanville, de Taishan, d'HPC et Olkiluoto permettent progressivement de restaurer le savoir-faire de la filière. En 2018, l'EPR de Taishan 1, projet mené conjointement par la Chine et Areva, a été mis en service, démontrant la fiabilité de la technologie. Taishan 2 a également été mis en service en mai 2019. Le chantier HPC, malgré un surcoût annoncé et un risque de glissement de calendrier, est d'autant plus attendu que le Royaume-Uni ambitionne de sortir du charbon à échéance 2025.

Dans le Monde, la majeure partie de la soixantaine de réacteurs en cours de construction (dont 19 en Chine) et des quelque 134 en projet (Chine, Russie, Turquie, Inde...) se concentre pour les trois quarts dans des pays non-membres de l'OCDE, l'Asie présentant le programme nucléaire le plus ambitieux. L'Agence Internationale de l'Energie (AIE) estime ainsi qu'en 2040, 36 pays produiront de l'électricité d'origine nucléaire (ils étaient 31 en 2018).

Poids de la production nucléaire dans la production électrique par pays



Un Brexit à l'impact certain sur le financement du système électrique anglais

Alors que la sortie du Royaume-Uni de l'Union Européenne est désormais officiellement actée, les conséquences du Brexit sur le secteur électrique du Royaume Uni continuent de faire peser un risque à court et à moyen terme sur la capacité à financer ses investissements et in fine à tenir les engagements qui jusqu'à aujourd'hui étaient communs avec l'Union Européenne.

Au-delà de la hausse du prix de l'électricité importée (coût d'importation), le Brexit aura certainement un impact financier important entraînant une hausse des risques internes et donc des d'intérêt. Le Brexit risque à court terme de voir augmenter le coût du capital, et de priver le Royaume-Uni des fonds de la Banque européenne d'investissement (environ 3 milliards dans le secteur de l'énergie). Des investissements sont pourtant nécessaires dans le secteur de l'électricité, d'autant que le Royaume-Uni est en train de renouveler son portefeuille, afin de s'éloigner du charbon, déployant de manière significative les énergies renouvelables (éolien offshore) et le nucléaire.

Les importations d'électricité (20 TWh, soit environ 5% de la demande) deviendraient plus onéreuses, les grands projets d'interconnexion risquant retards et annulations. La Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) exprime des réserves sur tout accroissement de la capacité d'interconnexion électrique entre la France et la Grande-Bretagne au-delà des projets déjà en construction. Elle estime que le coût de nouvelles interconnexions au-delà

des 4 gigawatts (GW), cible ne serait pas justifié.

Aujourd'hui, il existe une seule interconnexion électrique de 2 GW entre Calais et le Kent. Des 5 projets d'interconnexion prévus, dont 3 concernent la France, seuls 2 ont été approuvés par la CRE, ElecLink (dans le tunnel sous la Manche, 1 GW) et IFA 2 (sous-marin, 1 GW). L'UE et l'Irlande anticipent des effets du Brexit. Une nouvelle interconnexion est en cours de création pour rendre l'Irlande autonome vis-à-vis du UK : projet Celtic (RTE + EirGrid) prévu pour 2026.

Il est très peu probable que le Royaume-Uni remette en question ses engagements en ENR et émissions de gaz à effet de serre (GES), à moins de faire face à une crise financière majeure. En ce qui concerne l'accord de Paris, le Royaume-Uni devra renouveler officiellement ses engagements.

Sur le plan politique, le Brexit pourrait faire perdre à la France un allié clé. Le Royaume-Uni est une des rares voix aux côtés de la France et de la Suède en faveur d'un corridor du prix du carbone, et un fervent partisan des mécanismes européens de capacité. Le Royaume-Uni quittant l'Union, il pourrait être nécessaire de revoir les efforts partagés par les autres États membres au titre des objectifs de l'UE (réduction des émissions, efficacité énergétique), notamment en ce qui concerne les émissions de GES, ce qui pourrait conduire à des renégociations difficiles.





02

Chapitre

Quelques tendances



Chapitre 02

Quelques tendances

En France, une autoconsommation facilitée par l'évolution de la législation et des technologies

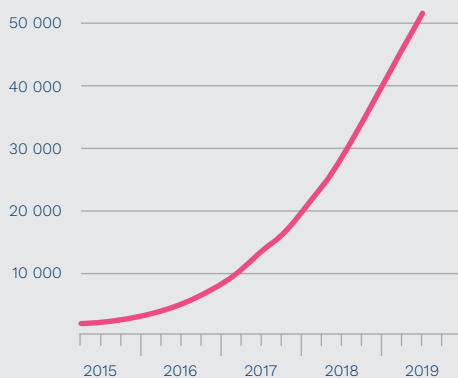
Les avancées technologiques sur les équipements de production (le rendement des matériels), l'évolution des coûts (coût de production du MWh sur l'ensemble du cycle de vie des équipements) ainsi que la meilleure maîtrise du comptage et de la flexibilité des réseaux électriques (comptage bi-directionnel ou pas de temps réduit, temps réel, automatisation et gestion « intelligente » des réseaux) bousculent le paradigme historique de l'électricité qui traditionnellement admet des usines de production, un réseau de transport puis de distribution et en bout de ligne des consommateurs. La production distribuée, décentralisée, consiste à bâtir des petites unités de production électriques (toits solaires, ombrières etc.) reliées au réseau de distribution et proche du lieu de consommation effectif.

Cette production décentralisée s'appuie sur une large part d'autoconsommation, faisant appel au réseau de distribution en complément lorsque nécessaire. Le législateur a ouvert la voie en 2015 de l'autoconsommation pour les particuliers, texte inscrit dans la Loi de Transition Énergétique. Ce mécanisme permet aux particuliers de consommer partiellement ou totalement l'électricité produite par leur propre installation. En pratique, l'autoconsommation électrique est aujourd'hui intéressante lorsque la capacité installée permet de produire à un coût raisonnable, ce qui n'est pas forcément le cas pour les petites installations

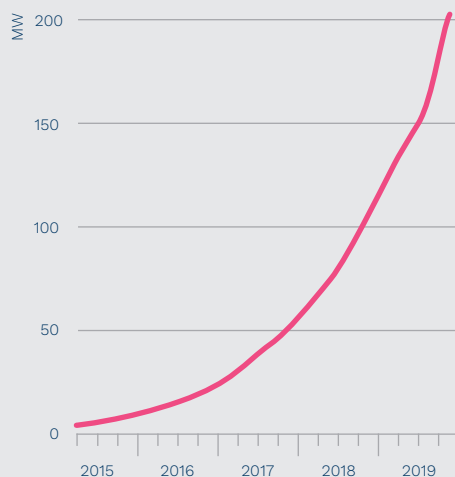
domestiques. En effet, en fonction de la capacité installée (surface, technologie etc.), les coûts de revient varient du simple au triple : 100€ à 300€ par MWh pour une installation domestique (individuelle, petit immeuble), contre 70 à 150€ par MWh pour les installations de grande capacité (toits, usines, hangars, champs solaires).

Les derniers appels d'offre en Europe ciblent un coût de 70€ par MWh pour les installations de taille industrielles (type fermes solaires). En outre, le coût du solaire ayant en moyenne baissé de 20% depuis 2016, et compte-tenu de la durée de vie des équipements (15-20 ans), les deux questions primordiales sont quand investir et à quel niveau de capacité. Carrefour a annoncé en début d'année 2019, un partenariat avec Urbasolar pour installer 36 usines photovoltaïques sur un modèle d'autoconsommation afin d'alimenter ses magasins. L'objectif visé est de réduire de 40% les GES d'ici à 2025. Pour les particuliers, la startup MonKitSolaire propose la vente en ligne de kits solaires fabriqués en France à des prix très abordables : 890€ TTC pour un kit d'entrée de gamme d'une puissance de 500W, rendus possible par une commercialisation en direct sur le seul canal web.

**Nombre d'installations
photovoltaïques
en autoconsommation
partielle ou totale raccordées
au réseau de distribution en France**



**Capacité totale photovoltaïque
en autoconsommation partielle
ou totale raccordée au réseau
de distribution en France**



Le stockage domestique au service des usages en mobilité et de l'équilibre des réseaux électriques

Malgré un dynamisme relatif, les ventes de véhicules électriques demeurent anecdotiques en 2019 représentant moins de 2,5% des ventes en France. Alors que l'offre s'agrandit et se diversifie, les principaux freins évoqués restent l'autonomie et la valeur de revente, liée à l'incertitude du cycle de vie des batteries. Aujourd'hui, la dynamique des ventes dépend en grande partie des incitations financières proposées par les Etats. La question du réseau de recharge est régulièrement mise en avant. Pourtant, le véhicule électrique particulier pourrait ouvrir de nouvelles perspectives pour la gestion des réseaux.

Au delà de l'usage en mobilité, l'automobile pourrait devenir un pilier des nouveaux systèmes électriques distribués. C'est le principe du V2G, ou vehicle-to-grid, une technologie d'échanges bidirectionnels qui permet à la voiture de restituer une partie de l'électricité stockée dans ses batteries pour optimiser le fonctionnement du réseau auquel elle est raccordée et contribuer ainsi à pallier par exemple au caractère intermittent des énergies renouvelables. La transition énergétique place les fournisseurs d'énergie face à un double défi. D'un côté, il faut réussir à intégrer toujours plus largement les sources d'énergie renouvelable intermittentes comme le solaire ou l'éolien sans pouvoir en stocker la production à grande échelle. De l'autre, il faut réussir à garantir la stabilité du réseau et la capacité à répondre de façon instantanée à la demande des consommateurs. Grâce à un mode de recharge bidirectionnel,

le véhicule peut à la fois se charger et injecter son énergie sur le réseau électrique. L'automobiliste peut ainsi utiliser son véhicule et / ou sa batterie domestique comme tampon, pour garantir sa résilience en cas de coupure réseau, mais également recharger ses équipements lorsque l'énergie est peu chère, ou la réinjecter lorsque les prix sont plus élevés. Le V2G est donc un nouvel usage « intelligent » dans la logique des smartgrids / microgrids, qui pourrait participer à l'équilibre du réseau électrique.

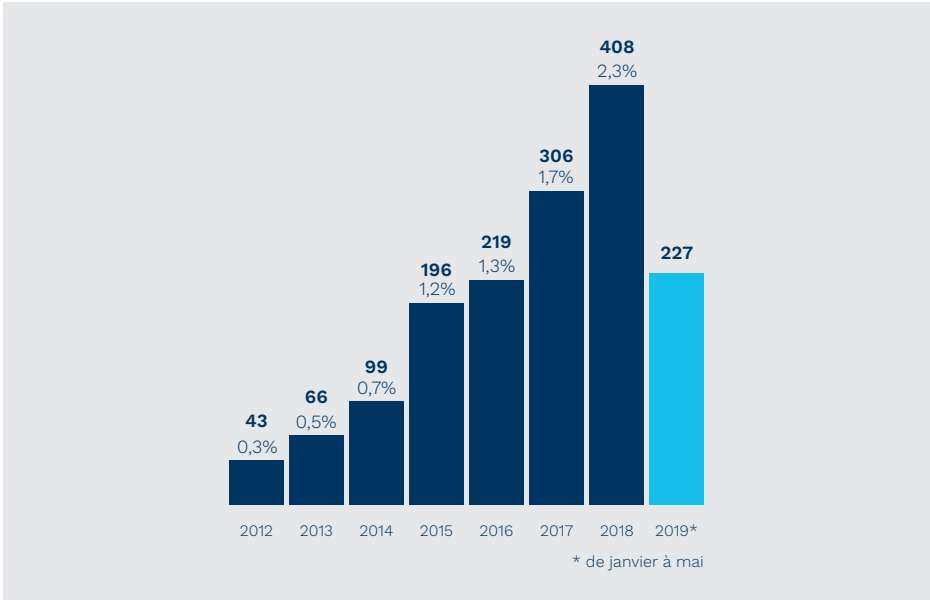
En pratique, et malgré la dynamique qui se constitue (les grands constructeurs automobiles s'y intéressent pour trouver des débouchés supplémentaires à leurs batteries, un écosystème de start ups se dessine, les énergéticiens expérimentent etc.), des freins au développement du V2G demeurent : les régulations des réseaux électriques sont contraignantes et peinent à trouver l'équilibre entre protection du réseau et développement du V2G. Les modalités de pricing et les offres ne sont pas matures (quelle place dans la chaîne de valeur électrique pour le V2G ?) ; la gestion du cycle de vie des batteries pour ce type d'usages n'est pas encore au point (algorithmie complexe). La plupart des chargeurs déployés reste unidirectionnelle. À plus petite échelle, le V2H (Vehicle to Home) et le V2B (Vehicle to Building) permettent d'envisager une indépendance accrue du réseau électrique, dans une logique autoproduction / auto-consommation / stockage.

Sur ce point, des offres commencent à émerger de la part de constructeurs automobiles. C'est le cas de Mitsubishi qui au Japon commercialise une offre clé en mains avec véhicule + batterie domestique + photovoltaïque, et le energy management system (EMS) adéquat.

Toyota et Denso proposent une offre similaire. Tesla et son Powerwall proposent des solutions équivalents, couplées avec du photovoltaïque domestique.

Évolution des ventes de véhicules électriques en Europe

Total annuel des ventes de véhicules hybrides rechargeables et 100% électriques en milliers d'unités et en % du total des ventes



L'intelligence artificielle comme vecteur de transformation des énergéticiens

Avec la production décentralisée des énergies renouvelables à coûts marginaux décroissants, il est nécessaire de générer de la valeur autrement, en déployant de nouveaux services clients, mais aussi de mettre de l'intelligence dans les réseaux de distribution pour piloter les équilibres offre/demande en temps réel. La transition énergétique fait basculer l'industrie énergétique de manière accélérée d'un modèle de capacités vers un modèle de services, bien plus créateur de valeur mais aussi concurrentiel que leur modèle originel.

Le digital joue ici un rôle transformateur essentiel, car, pour identifier et/ou tester de nouveaux business models, il faut capter de nombreuses données de consommation et piloter l'offre / demande en temps réel. Celles-ci vont permettre de développer de nouveaux services associés ou connexes, souvent basés sur l'optimisation de la consommation et de la sobriété énergétique, les nouveaux usages type mobilité électrique.

Les cas d'usages sont multiples, par exemple l'IA peut permettre par exemple des chatbots performants en relation client B2C, pour simplifier les interactions client - entreprise, l'IoT domestique (équipements connectés, thermostats etc.) permettent de créer de la valeur sur des offres centrées confort / économies d'énergie. L'IA associée au big data permet de mieux anticiper les besoins des consommateurs et donc de proposer proactivement des recommandations et services avec des impacts sur le churn, le NPS, la satisfaction client.

D'un point de vue conduite industrielle, la combinaison de l'IA, de l'IoT, permet à la fois l'optimisation de la conduite des opérations (économies et OPEX), l'accélération de la prise de décision, mais aussi des évitements ou économies de CAPEX (maintenance prédictive, évitements de coûts, optimisation de réseau etc.)



L'émergence de modèles d'énergie

« as-a-service »

Jusqu'à récemment, l'énergie était généralement considérée comme un coût par les entreprises ou les collectivités, un intrant comme un autre dans un processus de production, soumis à une réglementation en évolution, et à la volatilité des marchés. Alors que le secteur des utilities vit des transformations majeures en matière de décentralisation et de digitalisation des activités, un nouveau modèle émerge, l'«energy-as-a-service», qui fait évoluer la façon dont les entreprises envisagent et abordent les dépenses énergétiques.

Au-delà de la fourniture d'énergie, considérée de plus en plus comme une commodité, ce modèle s'appuie sur des moyens d'économiser de l'énergie ou moyens de rendre les opérations plus efficaces, ainsi que sur la possibilité de s'approvisionner en énergie de différentes manières, en la produisant, en la stockant. Ces nouvelles dimensions sont rendues possibles par les progrès de la technologie et le désir des consommateurs de réduire leurs coûts et / ou leurs émissions de carbone.

Techniquement, les deux principaux leviers de mise en œuvre sont les nouvelles technologies pour rendre la demande plus prévisible et mieux analyser les comportements (IoT, analyse de modèles, intelligence artificielle etc.), ainsi que la modulation des usages dans le temps, en fonction du besoin réel (utile) et de la variation des coûts et de l'origine de l'énergie produite (renouvelable ou pas). En pratique, ce modèle simplifie la question pour le client, car le fournisseur de services réintègre les questions liées au sujet énergétique (gestion, mise en œuvre, choix des solutions techniques etc.) et

permet une vente à l'usage : par exemple, un client peut être intéressé par de la lumière restituée, non par des KWh. Reste au fournisseur la responsabilité de la mise en œuvre, de la continuité de service et de la maintenance et installation des équipements. Cela permet donc tant une meilleure visibilité sur les coûts liés à l'usage que sur la gestion matérielle.

En matière de décarbonation « as-a-service », les possibilités sont multiples, et la tendance est en marche, telle que l'illustre l'initiative RE100, regroupant les 100 entreprises les plus influentes en voie de conversion à l'énergie renouvelable. Les partenaires as-a-service peuvent proposer des partenariats de financement, d'installation, de gestion d'équipements de production photovoltaïques par exemple, des microgrids privés, mais aussi des corporate PPAs, des contrats long-terme d'achat d'énergie signés entre un producteur et un consommateur, le plus souvent une grande entreprise du secteur technologique ou industriel.



03 Chapitre





Évolution du marché en France



Chapitre 03

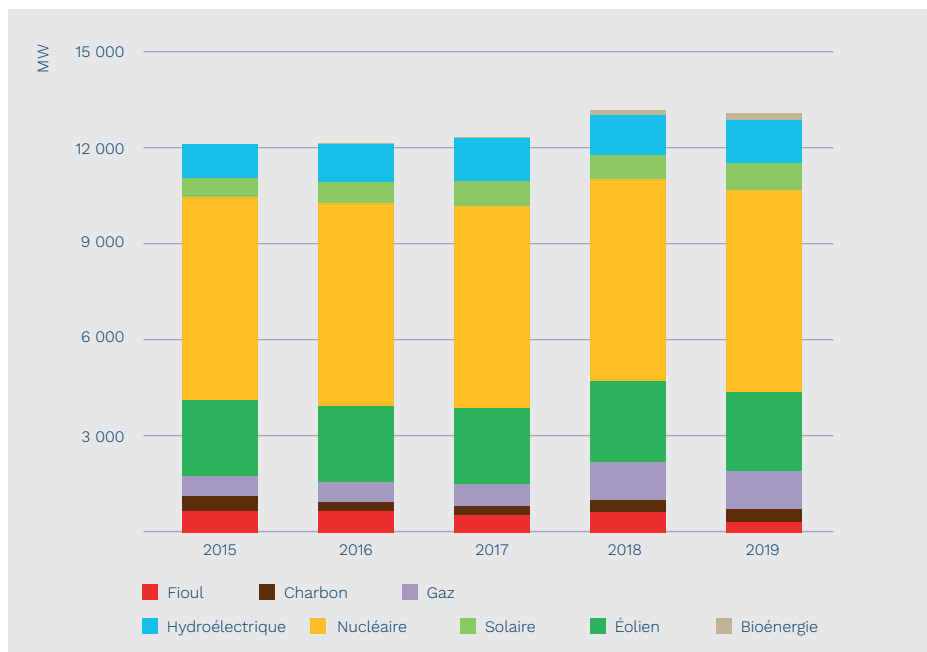
Évolution du marché en France

Puissance installée et production électrique : quelques chiffres

Depuis 5 ans, on observe la diminution des capacités les plus carbonées, fioul et charbon, et leur remplacement progressif par des capacités gaz, moins émettrices de CO₂ mais tout autant flexibles. Une dizaine de centrales charbon ont déjà été fermées en France entre 2013 et 2015, et les 5 restantes devraient être mises hors service avant 2022. Les capacités nucléaires n'ont pas évolué car le nombre de réacteurs en service reste

de 58 sur l'ensemble du territoire. Fessenheim sera normalement le premier site décommissionné. Le parc solaire et éolien a progressé d'environ 30%, mais la première source renouvelable en France demeure le parc hydraulique (STEP, barrages et fil de l'eau). On note l'apparition progressive des sources de biomasse, dont la capacité est pour l'instant restreinte.

Évolution des capacités de production en France par source d'énergie électrique

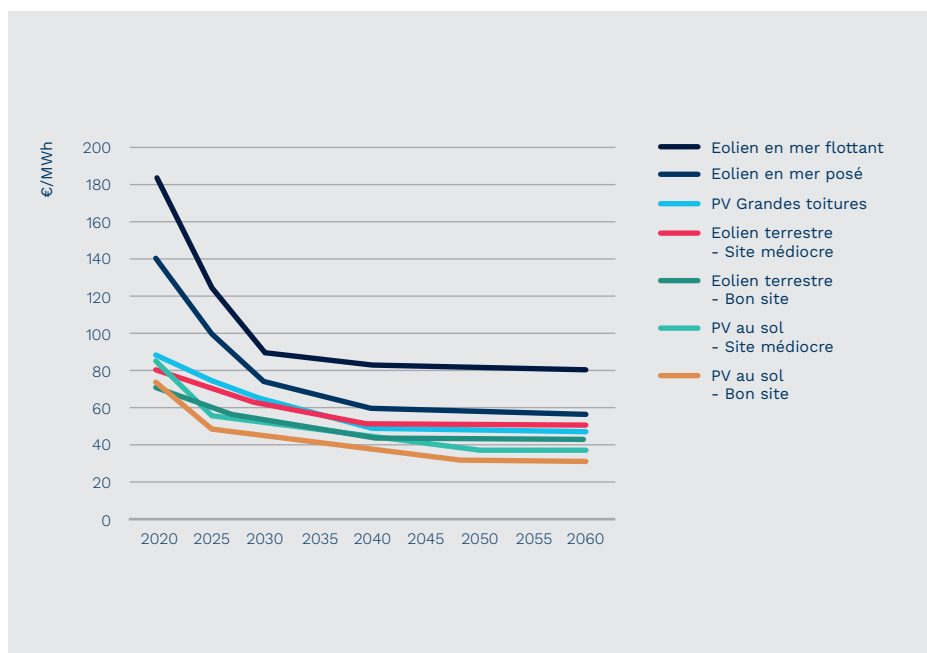


Perspectives d'évolution du coût des énergies renouvelables en France

Actuellement, peu de sources dites renouvelables sont réellement compétitives par rapport à l'énergie nucléaire, en termes de coût. On constate que seules les installations de taille critique (fermes solaires, grandes ombrières etc.) sont en mesure d'offrir un coût sous les 80€ / MWh. Alors que le coût moyen de l'éolien et du photovoltaïque a baissé d'environ 20% depuis 2016, on peut encore attendre que ces coûts soient quasiment divisés par 2 avant 2050. Néanmoins, Cela ne résout pas la question de leur intermittence.

On estime que le coût de l'éolien offshore verra son prix divisé par 2 d'ici 10 ans. L'intérêt de ces technologies offshore réside dans la capacité à atteindre des parcs de taille critique plus rapidement grâce à des puissances nominales plus élevées, ainsi que dans des facteurs de charge plus performants que l'éolien terrestre, donc l'acceptabilité est de plus en plus discutée, y-compris au sein des régions d'Europe les plus en pointe sur la question.

Projection des coûts complets de production des énergies renouvelables intermittentes en France

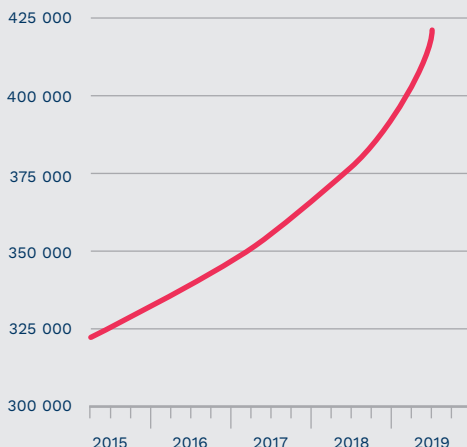


Dynamiques des petites unités de production d'énergie renouvelable intermittente en France

En France, on compte environ 420 000 installations photovoltaïques connectées au réseau de distribution. Ce chiffre est en progression constante depuis 2015. L'ensemble de ces installations représente une puissance de 7 800 MW. On constate depuis 2017 une très forte progression du nombre de ces installations fonctionnant en autoconsommation, qu'elle soit partielle (40 000 installations) ou totale, c'est-à-dire ou 100% de l'énergie est consommée par le producteur (12 000 installations supplémentaires). Cela signifie qu'un peu plus de 10% des producteurs consomment tout ou partie leur énergie produite, le reste l'injectant à 100% sur le réseau, en revente.

Il s'agit majoritairement d'installations de puissance inférieure ou égale à 3 kWc. Cette dynamique de l'autoconsommation s'explique notamment par le décret d'avril 2017, qui encadre et encourage désormais cette pratique sur le territoire national, notamment par en allouant une prime à l'investissement pour les installations photovoltaïques inférieures à 100 kWc en autoconsommation.

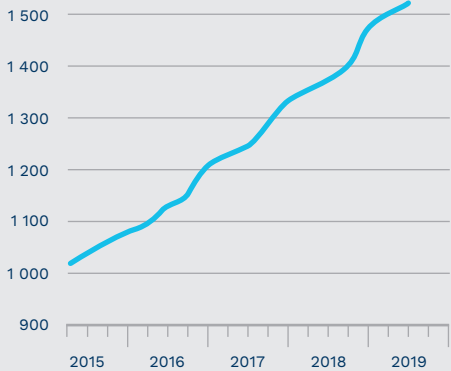
Nombre total d'installations photovoltaïques reliées au réseau de distribution en France



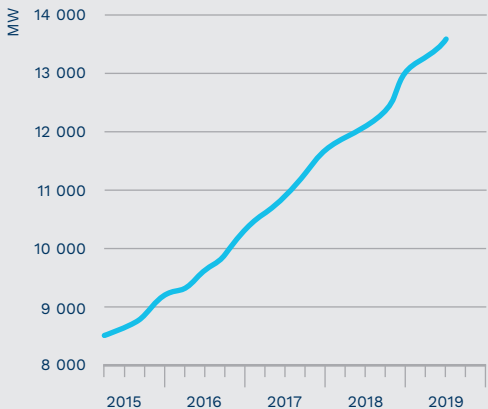
Le nombre d'installations éoliennes demeure en croissance régulière, avec plus de 1500 installations éoliennes raccordés au réseau à mi-2019, pour environ 8000 éoliennes sur l'ensemble du territoire hors Outre-Mer. Ces installations totalisent environ 14 000 MW de puissance installée.

La Filière a pour objectif d'accélérer le rythme de mises en service pour atteindre +2 GW par an, afin de rester en ligne avec les objectifs de la dernière révision de la Programmation Pluri-annuelle de l'Énergie.

Parc éolien raccordé au réseau de distribution en France en nombre de raccordements



Puissance du parc éolien raccordé au réseau en France en puissance installée

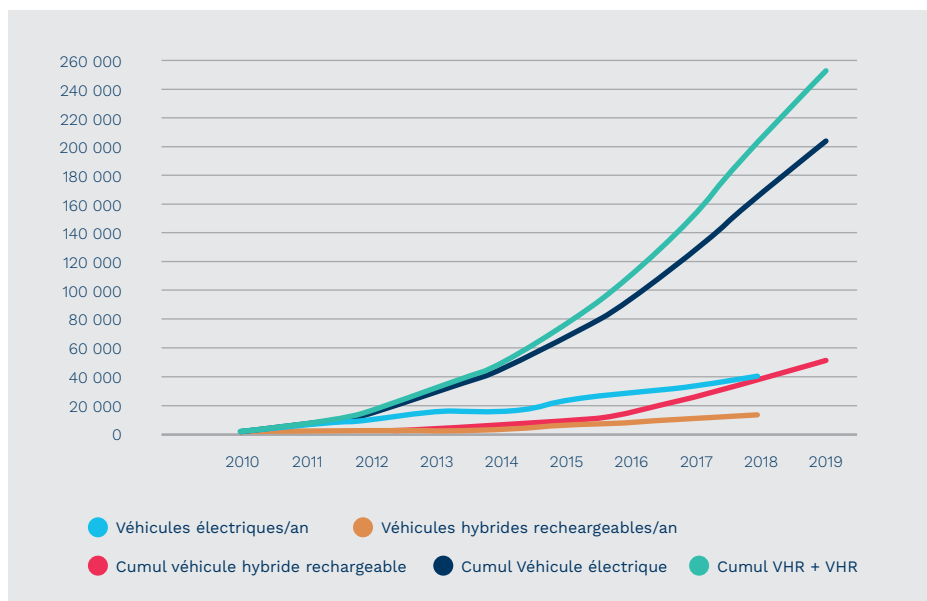


Quelques chiffres sur la mobilité électrique en France

Aujourd'hui, plus de 200 000 véhicules légers électriques circulent en France dont 50 000 unités mises à la route au cours des 12 derniers mois. 36 545 immatriculations ont ainsi été enregistrées depuis le début de l'année, soit une hausse de + 37% par rapport à la même période en 2018.

Le segment de l'électrique représente désormais 1,8% du marché du véhicule léger sur la période. Sur le mois de septembre, 4 724 véhicules légers électriques ont été immatriculés soit + 30% par rapport à septembre 2018.

Évolution des immatriculations de véhicules électriques et hybrides en France

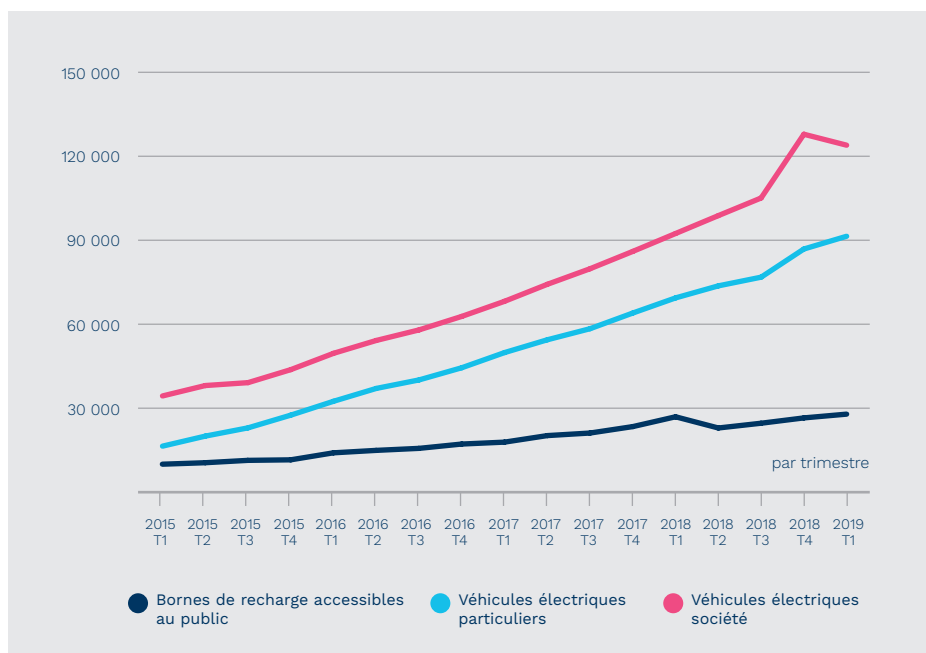


Réseau de bornes de recharge

En théorie, le nombre de bornes de recharges pour véhicules électriques est suffisant en regard du parc existant, car on recense près de 28 000 points de recharge ouverts au public sur le territoire (pour environ 200 000 véhicules électriques en circulation), soit une borne pour 7,2 véhicules électriques. 9% de ces bornes sont dites à recharge rapide. Dans les faits, 69% des automobilistes estiment que les bornes sont mal positionnées géographiquement. Plus de 92% des Français estiment obligatoire de disposer d'une borne à domestique ou au travail en cas de passage au véhicule électrique. Les incompatibilités matérielles, le taux de disponibilité des bornes, et la complexité

de l'écosystème sont autant de freins que les acteurs de la filière et les collectivités tentent de lever. Au tarif actuel de l'électricité, la rentabilité d'un système de recharge n'est pas avérée, et les constructeurs automobiles financent par ailleurs la transition du véhicule thermique vers le véhicule électrique. Le partage des coûts de construction du réseau entre collectivités, consommateurs et constructeurs demeure structurant. L'ACEA (association des constructeurs européens) estime qu'il y avait moins de 145 000 points de recharge disponibles en Europe en 2018, alors que 2,8 millions seront nécessaires d'ici à 2030 pour suivre la croissance du marché.

Évolution du nombre de bornes de recharge en France comparé à l'évolution du parc



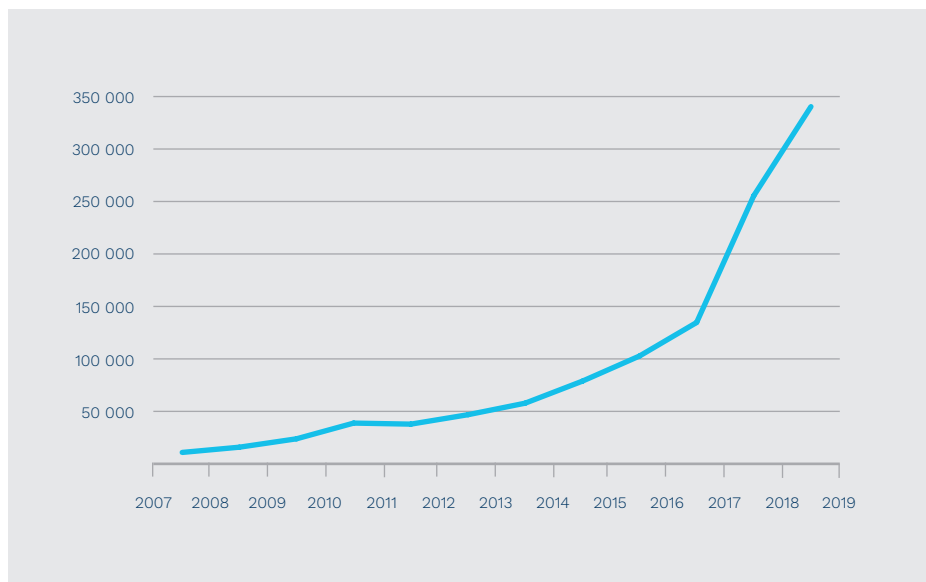
Vélos à assistance électrique

Après une année 2018 marquée par une forte augmentation des ventes de VAE, l'année 2019 montre que les VAE s'inscrivent durablement dans le paysage urbain : avec une progression de 20% et 340 000 unités vendues depuis 2007, le marché du VAE consolide sa croissance et représente ainsi 40% du chiffre d'affaires des ventes totales de vélos.

Après l'émergence des services en libre-service, sur bornes ou en free-floating, de nouvelles formes de vente à l'usage se développent, tels que le leasing ou la location longue durée. C'est notamment le cas de Véligo, qui expérimente la location longue durée en Île de France.

Après quelques mois d'existence, 10% des 10 000 unités disponibles sont en service commercial. À date, environ, 80% des abonnés sont domiciliés en petite et grande couronne et 20% dans Paris intramuros. Cela signifie que ce mode de transport pourrait se positionner en complément des vecteurs traditionnels (transports en commun routier, ferroviaire). Le coût moyen d'un abonnement est d'environ 40€ par mois selon la formule choisie.

Cumul des ventes de vélos à assistance électrique en France







04

Chapitre



Évolution du marché dans le monde



Chapitre 04

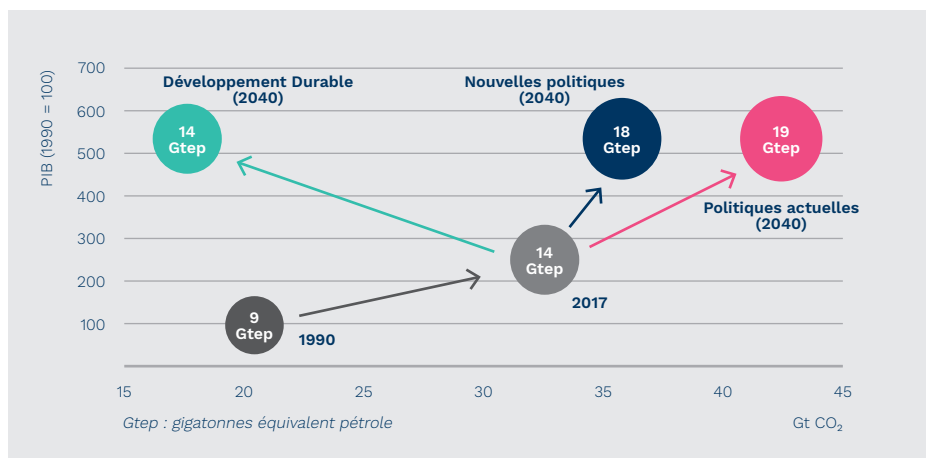
Évolution du marché dans le Monde

Différentes perspectives de politique énergétique à moyen terme

Tout exercice de projection économique à échelle mondiale est par définition complexe, soumis à de nombreux facteurs. Cela explique le choix de l'IEA de déclinier 3 scénarii, correspondants à des approches de politique énergétiques différentes. Le graphe ci-dessus présente les potentiels d'émission de CO₂ de la production électrique mondiale en 2040 en fonction de différents scénarii : Politiques actuelles, qui projette 19 gigatonnes équivalent pétrole (tep) soit 35% de plus aujourd'hui, à iso contexte législatif, principalement en raison de la croissance de la demande dans les pays en voie de développement ; Nouvelles politiques, qui suppose le renforcement de la législation

(et son application) dans la continuité de la tendance actuelle de réduction des émissions, néanmoins proche de l'existant ; Enfin, Développement durable, qui vise à conserver le niveau d'émission actuel (14 gigatonnes) en 2040 nonobstant la croissance de la demande électrique. Afin de les rendre comparables entre eux, les trois scénarios visent la même croissance du PIB. Cet exercice démontre qu'il est envisageable théoriquement de réconcilier croissance du PIB et objectifs de réduction des émissions de CO₂, dans un contexte où la demande globale ne cesse de croître, à condition de réaliser les investissements nécessaires.

Projection des émissions de CO₂ en 2040 selon les 3 scénarios de l'IEA, à PIB constant

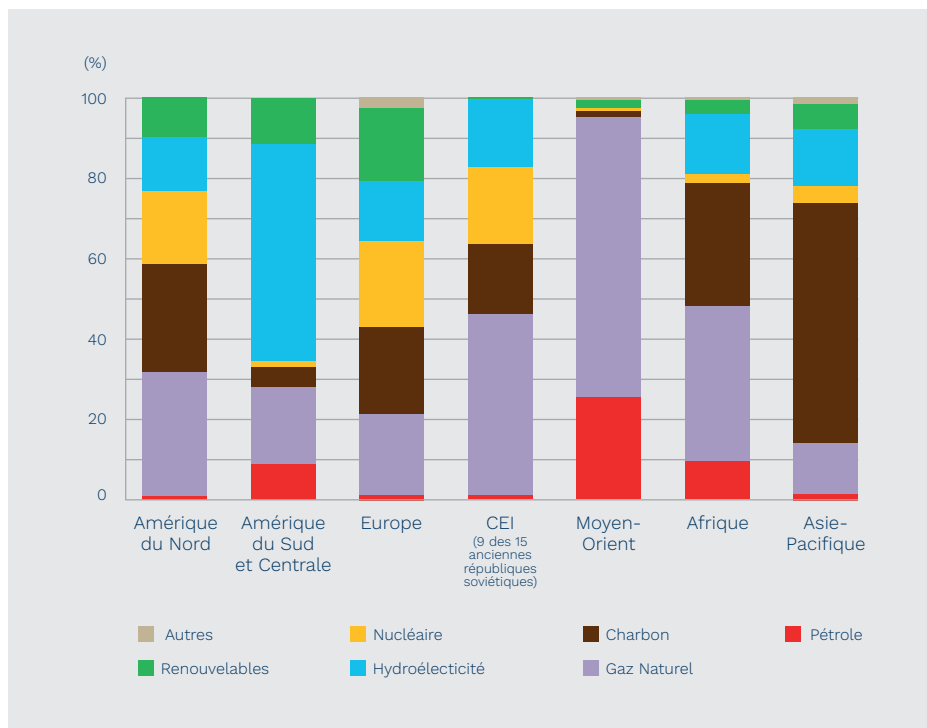


Un mix électrique mondial toujours dominé par le charbon

La production mondiale d'électricité a augmenté de 2,8% en 2017, la quasi-totalité de cette hausse (94%) provient des pays émergents, tandis que la production dans les pays de l'OCDE est restée relativement stable depuis 2010. Les énergies renouvelables et le charbon ont respectivement compté pour 49% et 44% de la hausse de la production mondiale d'électricité en 2017.

Le charbon reste la première source de production d'électricité loin devant ses concurrents. En effet, 38% de la production mondiale d'électricité provient du charbon, ce qui représente une part équivalente à celle de 1998, malgré un léger infléchissement depuis quelques années.

Sources de production électrique par région en 2018

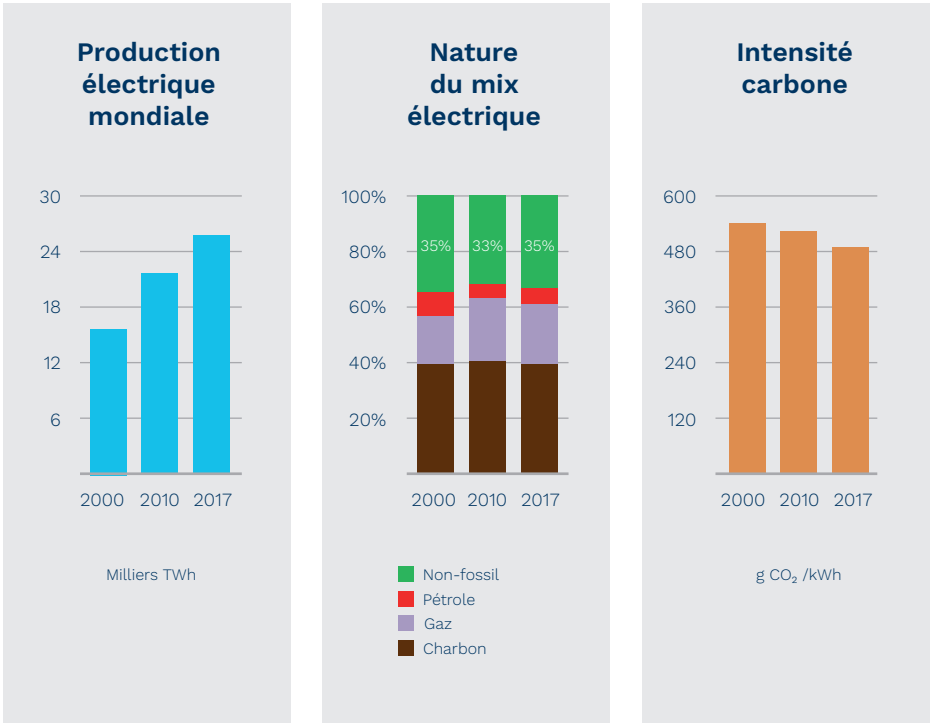


La progression des énergies renouvelables dans le mix électrique, 25% de la production en 2017, n'a que partiellement comblé le recul du nucléaire notamment dans les pays développés (-10% en 2017).

Les différentes perspectives en Europe ainsi que les complications et retards de livraison sur les réacteurs de dernière génération ne permettent pas de prévoir un changement notable sur cette tendance dans les années à venir avec une place toujours très forte des énergies fossiles dans le mix électrique.

Première source d'électricité dans le Monde, le charbon fournit la majorité de l'électricité dans la zone Asie-Pacifique. La production d'électricité a augmenté de plus de 10 000 TWh depuis 2000 avec un mix globalement stable entre les différentes énergies, le gaz prenant un peu plus de poids par rapport au pétrole. On remarque une amélioration de l'impact carbone global depuis 2010 notamment.

Sources de production électrique par région en 2018

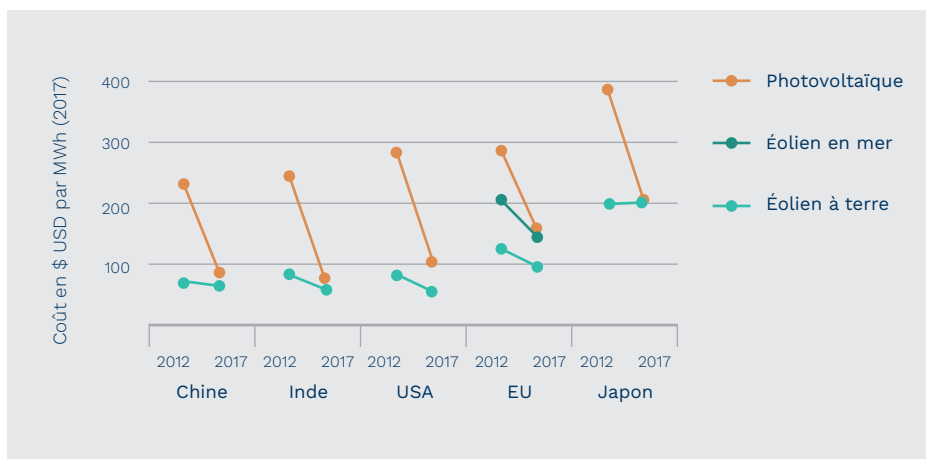


Une production renouvelable en hausse

Suivant les scénarii de l'IEA, de 3000 à 7500 GW de production d'énergies renouvelables devraient être installés d'ici 2040 dans le Monde (dont environ 10% en Europe). A titre de comparaison, en septembre 2019 l'ensemble des actifs de production renouvelables de Total représentait 3 GW. Les limitations du solaire et de l'éolien restent multiples, leur durée de vie et le nécessaire couplage avec des énergies de base. Le calcul de l'impact carbone de l'ensemble du cycle de vie des unités de productions solaires ou éoliens reste complexe car ces technologies sont en cours d'évolution. Aussi, les caractères intermittents des énergies renouvelables conditionne leur usage à l'utilisation d'énergies flexibles (centrales à gaz), stockables (hydraulique) en plus de la base nucléaire.

Le coût de l'électricité verte reste aussi une question importante tant pour les industriels que pour les consommateurs finaux même si les économies d'échelle réalisées permettent aujourd'hui d'améliorer la compétitivité de l'électricité verte vis-à-vis de ses concurrents, les principales améliorations étant à mettre au crédit de l'énergie solaire. L'estimation du coût de l'énergie dépend du contexte régional, plus particulièrement dans le cas des énergies intermittentes qui en fonction des réalités météorologiques produiront différemment. Au niveau global, le coût des énergies renouvelables intermittentes tend à rejoindre celui des énergies carbonées sans que cela ne résolve pour autant à moyen terme la question de leur intermittence en l'absence de solutions de stockage adapté.

Évolution des coûts complets de sources renouvelables intermittentes par région entre 2012 et 2017



La question du coût du CO₂

Aujourd'hui uniquement 10% des émissions de CO₂ sont soumises à une forme de taxation. La tarification des émissions est probablement le vecteur d'incitation à la décarbonation le plus simple. On parle alors de « signal prix » lorsque l'on modifie la tarification d'un bien ou service pour induire un changement de comportement chez un acteur donné. La taxation des émissions a été historiquement initiée par le protocole de Kyoto qui en 1997 constitue une liste de 4 gaz à effets de serres dont les émissions sont régulées : le dioxyde de carbone (CO₂), le méthane (CH₄), le protoxyde d'azote (N₂O) et l'ozone (O₃).

Du fait de sa motivation presque exclusivement politique, il reste compliqué d'estimer quel coût sera appliqué réellement à la tonne de CO₂ pour chaque pays et secteur industriel. Les mécanismes effectifs de taxation du carbone restent à être structurés. En effet, à l'instar de tout mécanisme de compensation économique, une certaine prudence est nécessaire pour éviter les effets inattendus voir contraires au but initial. En France, le coût de la tonne de carbone est régulé dans la loi de finance annuelle. Introduite à 7€ en 2014, elle pourrait se rapprocher des 100€ à horizon 2022. Toutes les industries ne sont pas égales face aux au carbone. En Europe, les installations industrielles importantes ne sont pas soumises à la taxe carbone mais au « marché carbone » européen. Certaines industries sont exonérées de taxe carbone en France (BTP, transport aériens, agriculture, transport publics). Ainsi, pour la même émission de CO₂, un coût d'émission complètement différent peut s'appliquer, ce qui n'est pas sans « brouiller » la bonne réception du signal prix.

S'il y a un coût à émettre du carbone, il y a aussi un gain potentiel à le capturer. Ainsi de nouveaux business models apparaissent, les processus de captation du CO₂ commencent à se développer et pourraient redéfinir l'ensemble de la question de la transition énergétique. Ces technologies se présentent principalement par la réinjection du CO₂ au niveau des sites d'extraction d'hydrocarbures, on parle notamment de « enhanced oil recovery ». Dans le cas où le CO₂ réinjecté est capturé dans l'air, on peut parler de « d'émissions négatives ». Le coût de la capture d'une tonne carbone pourrait être estimé entre 85€ et 210€. L'émergence de cette possibilité n'est pas sans intéresser les acteurs traditionnels de l'énergie, qui y verraient la possibilité de rendre « neutre en carbone » l'exploitation des énergies fossiles, voire de facturer la capture de CO₂.

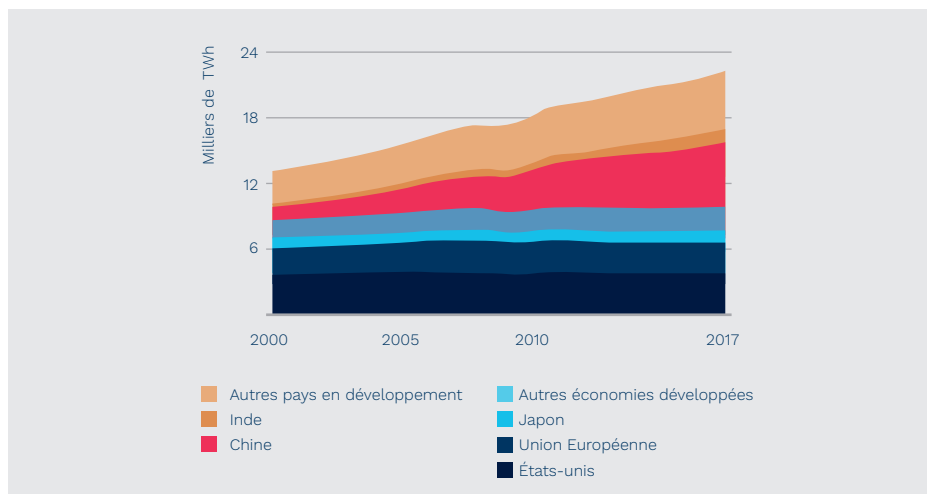
Ainsi le plus gros projet au Monde de centrale de captation du CO₂ est financé par Occidental Petroleum. Le financement de cette technologie par les industries d'exploitation pétrolière pourrait favoriser son incubation rapide, et peut être réduire ses coûts. Suivant une approche « Responsabilité Sociale de l'Entreprise », des entreprises vendent des projets de capture de CO₂ parfois intégrés dans des dynamiques sociales et territoriales (reboisement de territoires, construction d'énergie renouvelable en zones peu développées...).

Une demande globale en constante augmentation tirée par la croissance de la zone Asie-Pacifique

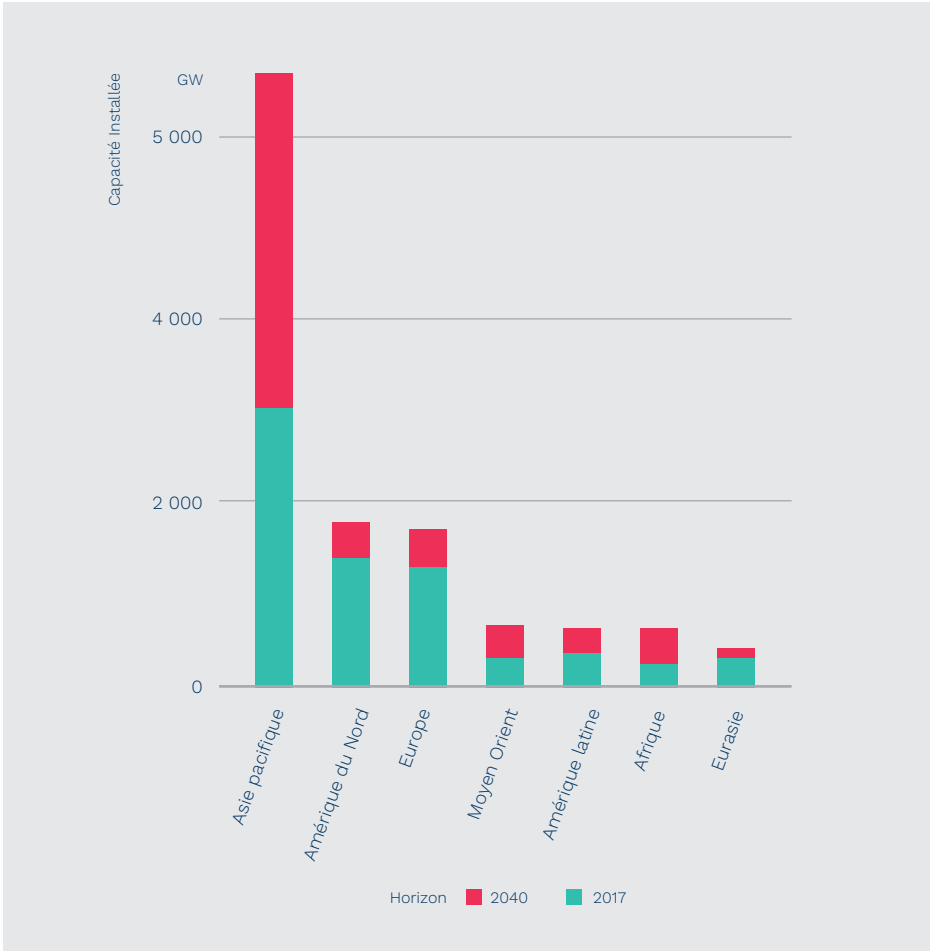
La demande électrique est en constante augmentation depuis 2000, tirée principalement par l'Asie - Pacifique, La Chine, l'Inde, principalement en raison de deux phénomènes : Premièrement, la croissance du niveau de vie contribue à faire augmenter les besoins en électricité, tendant à un rattrapage des pays occidentaux, d'autant plus que certains de ces pays utilisent l'électricité comme vecteur de décarbonation de leurs usages, en substituant par exemple des capacités nucléaires et renouvelables ou encore gaz en remplacement de carburants fossiles tels que le pétrole et surtout le charbon.

L'autre explication tient dans la nature même de ces économies, fortement manufacturières et dont la croissance est fortement corrélée à leur niveau de production global, et donc à la demande en énergie et en électricité. L'effet « rattrapage » induit par l'évolution des besoins est matérialisé dans les prévisions d'évolution des capacités installées : on constate que la croissance des moyens de production est principalement localisée dans la zone Asie-Pacifique, alors que dans les autres régions, l'évolution des capacités sera moins forte car le ratio capacité / besoin plus proche de l'équilibre.

Évolution de la demande électrique dans le Monde



Projection de l'évolution des capacités électriques installées entre 2017 et 2040 par région

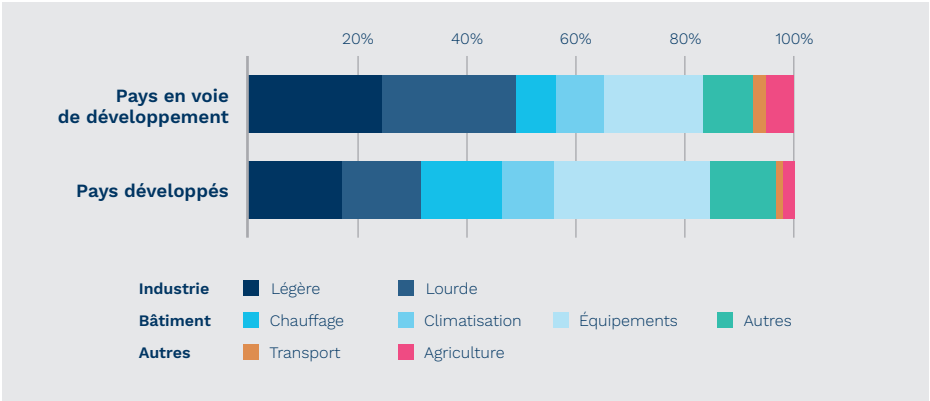


Des usages différents en fonction des pays

En fonction du profil du pays, on constate qu'entre 30% et 50% de la demande électrique sont liés à la production industrielle, sans présager de la source d'énergie à l'origine de cette électricité. La majeure partie de l'électricité consommée l'est dans le cadre des bâtiments tertiaires et résidentiels. Au sein de cet agrégat, la majeure partie est liée aux équipements électriques hors chauffage et climatisation, qui eux comptent pour 15% à 30% de la consommation électrique totale mondiale.

On note que le secteur du transport et de l'agriculture représentent une partie infime de la consommation totale mondiale en regard des principaux postes qui, en termes d'usage, sont le chauffage / climatisation et les équipements électriques et / ou électroniques. La différence entre le profil de consommation des pays en développement et des pays développés dits « post-industriels » s'explique par le poids relatif des industries tertiaires et manufacturières.

Ventilation des usages en fonction du profil économique du pays

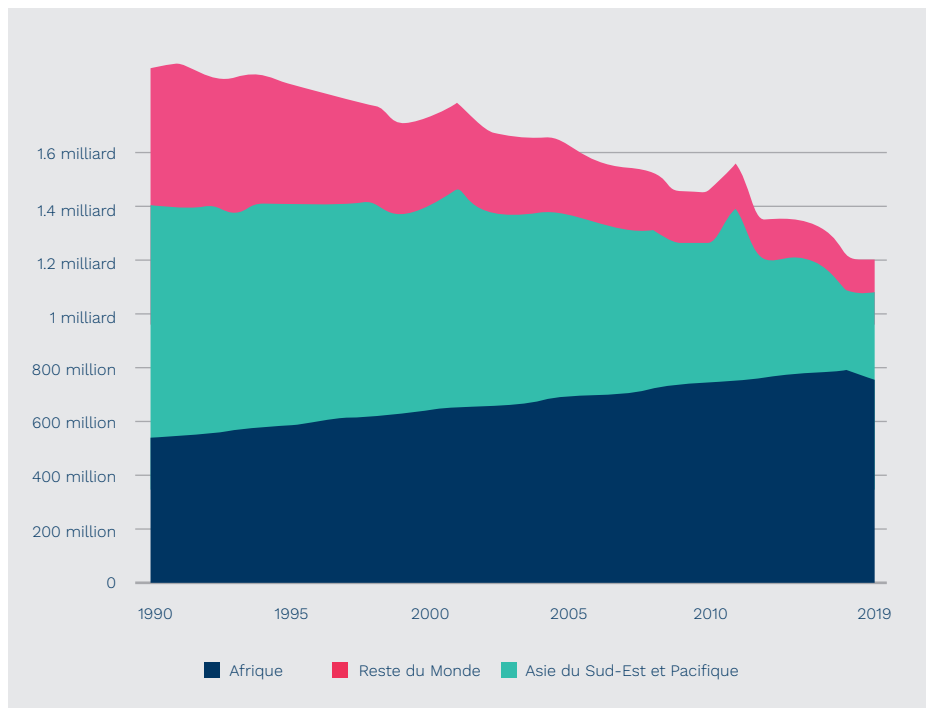


Un accès toujours inégal à l'électricité

C'est avant tout la normalisation des pays en développement qui est à l'origine des nouvelles capacités de production électrique. Il reste environ 1,2 milliard de personnes sans accès à l'électricité dans le monde. Les réseaux électriques sont des projets structurels et importants à échelle nationale, dont la réalisation peut être complexe dans des régions touchées par des difficultés de gouvernance comme l'Afrique subsaharienne.

L'électrification de ces zones pourrait être aidée par des approches décentralisée et locale, on parle alors de mini-grid ou de micro-grid. L'accès à l'électricité est vital pour le développement économique et humain de ces zones et permet notamment l'abandon de l'utilisation des combustibles solides pour la cuisine, cause majeure de pollution dans les zones urbaines en développement.

Population sans accès à l'électricité par région







05

Chapitre



Réglementations en France, Europe et dans le Monde



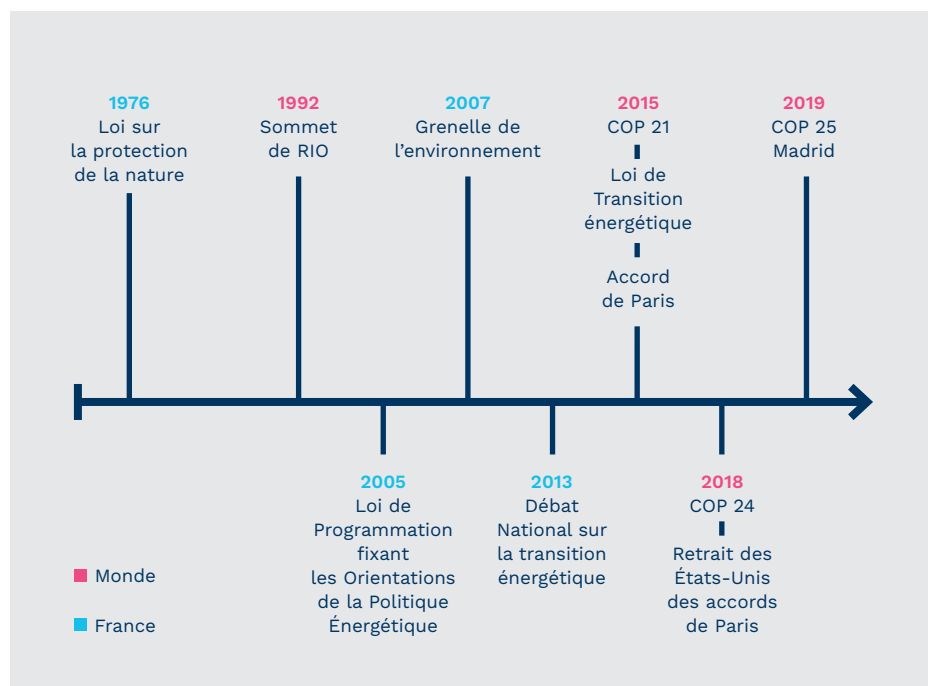
Chapitre 05

Réglementations en France, Europe et dans le Monde

Depuis le sommet de Rio de 1992, les multiples efforts et conférences qui ont eu lieu depuis n'ont pas permis de réellement freiner le réchauffement climatique. Les accords de Paris fixant des objectifs précis de limitation du réchauffement climatique, jugés contraignants par certains pays moteurs de l'économie mondiale, ne sont pas encore réellement mis en pratique de façon à donner des résultats concrets.

Il faudrait néanmoins que les pays signataires de la convention-cadre se mobilisent autour de cet objectif. L'application des accords de Paris apparaît difficile face à la réticence de pays tels que le Brésil et au retrait des États-Unis.

Grandes étapes liées à la protection de l'environnement en France et dans le Monde



Positionnement des pays en regard de l'atteinte des objectifs des accords de Paris

Insuffisance critique	Très insuffisant	Insuffisant	Compatible 2°C	Compatible avec les accords de Paris 1.5°C	Exemplarité
4°C+ Monde	< 4°C Monde	< 3°C Monde	< 2°C Monde	< 1.5°C Monde	<< 1.5°C Monde
Fédération de Russie	Argentine	Australie	Bhoutan	Maroc	
Arabie Saoudite	Chili	Brésil	Costa Rica	Gambie	
Turquie	Chine	Canada	Ethiopie		
USA	Indonesie	EU	Inde		
Ukraine	Japon	Kazakhstan	Philippines		
	Singapour	Mexique			
	Afrique du sud	Nouvelle Zélande			
	Corée du sud	Norway			
	UAE	Pérou			
		Suisse			

En France

La loi de transition de 2015 fixe les grands objectifs d'un nouveau modèle énergétique français dans le cadre mondial et européen. Elle a vocation à bâtir un système énergétique plus efficient et plus sobre. Ses principaux objectifs sont la réduction des émissions de gaz à effet de serre de 40% entre 1990 et 2030, la réduction de la consommation énergétique finale de 50% en 2050 par rapport à la référence 2012, la réduction de la consommation énergétique primaire d'énergies fossiles de 30% en 2030.

En Europe

Au niveau européen et mondial, la réglementation a connu une évolution modérée. Avec l'adoption du premier programme d'action pour l'environnement en 1972, la signature du traité de Maastricht en 1992 et celle du traité de Lisbonne, les premières actions contre le réchauffement climatique ont été enclenchées. En 2018 est créée la Directive (UE) 2018/2001 du Parlement Européen et du Conseil qui donne un objectif concernant la part d'énergie renouvelable dans la consommation de l'Union Européenne en 2030. Ainsi, les grands objectifs de la politique européenne de l'énergie sont en pratique de réduire les émissions de gaz à effet de serre de 20 % (par rapport aux niveaux de 1990) ; de porter à 20 % la part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie de l'UE ; d'améliorer l'efficacité énergétique de 20%. Cependant, il subsiste de fortes disparités entre pays européens, notamment en raison de la forte dépendance énergétique de plusieurs états membres ainsi que de la diversité des approches des différents pays en matière d'énergie.

La dernière révision de la Programmation Pluriannuelle de l'Energie, revue en 2018, met en avant les mesures phares suivantes : diversifier le mix électrique et passer de 0,5% de gaz renouvelable aujourd'hui, à 10% dans 10 ans, arrêter 14 réacteurs nucléaires entre 2029 et 2035 (soit passer de 75% à 50%), arrêter des centrales à charbon restantes d'ici 2022, et sortir du chauffage fioul domestique.

Instruments financiers de la politique énergétique en Europe

Afin de réussir la transition énergétique et freiner le réchauffement climatique, l'Union Européenne s'est dotée de plusieurs outils notamment des outils financiers tels que LIFE qui représentait une enveloppe de 2 milliards d'euros pour la période 2007-2013, le Fonds de cohésion ou en encore le programme NER300 pour les technologies liées aux énergies renouvelables et le captage et le stockage du carbone.

Mise en place de programmes d'action et directives

L'Union Européenne a développé de nombreux programmes et directives dans le cadre de la lutte contre le réchauffement climatique. Ces programmes d'action pour l'environnement ont des objectifs à court et moyen termes dans des domaines tels que la gestion des ressources, l'environnement, le changement climatique. Notons la création du système d'échange de quotas

d'émission (SEQE) qui impose que les émissions des installations électriques, industrielles et celles de l'aviation devront être inférieures de 21% à celles enregistrées en 2005. Des initiatives telles que le Paquet 2020 et la stratégie de l'union de l'énergie pour la période 2021-2030 doivent permettre à l'UE d'atteindre ses objectifs en matière d'énergie et de lutte contre le changement climatique.

Système d'échange de quotas d'émission de l'union européenne (SEQE-UE)

Cet outil a été mis en place par l'Union Européenne pour lutter contre le changement climatique et les émissions de dioxyde de carbone. Cependant, le SEQE-UE demeure un outil encore sous exploité si l'Europe veut atteindre ses objectifs de transition énergétique.

Ce système permettant aux entreprises d'acheter ou revendre des quotas d'émissions de CO₂ a permis de faire de l'Europe le premier marché d'échanges de droits d'émission. Malgré son fonctionnement actuel, celui-ci est controversé pour plusieurs raisons. Outre, la non prise en compte de tous les domaines d'activités (il exclut les émissions du transport et du logement), le SEQE-UE ne prévoit rien dans le cas d'un marché ouvert à la concurrence étrangère.

Ainsi, les entreprises étrangères non soumises au SEQE bénéficient d'un avantage concurrentiel. Ce système ne prévoit pas non plus d'opportunités pour les entreprises ayant réduit les émissions mais souhaitant accroître leur activité.

Certains pensent qu'une hausse du prix carbone sur le marché SEQE-UE s'impose. Cependant tous les gouvernements ne sont pas d'accord ; rendant ainsi difficile l'application d'une politique commune du prix du carbone.

Intégration des réseaux de transport européens

En 2009, la plateforme ENTSG a été créée pour encourager la collaboration entre opérateurs systèmes européens de gaz. Cette plateforme a pour but de favoriser l'efficacité de la gestion du réseau européen de gaz. Créée un an plus tôt, l'ENTSG initiait la même démarche pour l'électricité : en permettant aux gestionnaires de transport européens de mieux échanger entre eux, elle permettait de mettre en œuvre la politique énergétique de l'UE et de faciliter l'intégration des énergies renouvelables dans le réseau européen.

Aux États-Unis

Depuis l'échec du plan American Clean Energy and Security Act de 2009 (équivalent du European Trading Scheme), les États-Unis ont élaboré différentes stratégies pour la lutte contre le changement climatique et le développement d'énergie plus vertes. Ces stratégies paraissent faibles face aux nombreux obstacles auxquels doivent faire face les États-Unis. Ces challenges affectant la question énergétique aux États-Unis sont nombreux : le non-alignement de certains états concernant les décisions et choix de l'exécutif sur les questions climatiques ; mais aussi l'importance du charbon dans la production d'électricité aux États-Unis. L'administration américaine vise une stabilisation de la part du charbon dans la production d'électricité ; elle n'envisage pas la disparition totale de ce combustible.

Selon l'Energy Information Administration (EIA), la production de pétrole aux États-Unis atteindrait 12,45 millions de barils en 2019 et 13,38 millions en 2020 faisant du pays le premier producteur mondial. Les USA et le Canada ont massivement recours au gaz de schiste dans le même temps. À ces questions s'ajoute la décision du président Donald Trump de se retirer de l'Accord de Paris. Cette décision pourrait freiner une véritable transition énergétique dans le pays. Selon le Climate Action Tracker, les efforts des États-Unis en matière de réchauffement climatique sont insuffisants et très critiques.

En Asie

Depuis 2008, la Chine a adopté des méthodes proactives dans la réduction des émissions de CO₂. Dans le cadre du protocole de Kyoto, la Chine est devenue le plus grand bénéficiaire du Mécanisme de Développement Propre (MDP). Le pays fait ainsi partie des plus grands producteurs d'énergies éoliennes et solaires. De plus, la consommation d'énergies renouvelables est en forte croissance depuis quelques années. Cependant, la consommation d'énergies fossiles demeure élevée malgré les efforts. Le pays continue d'investir dans des infrastructures pour les énergies fossiles. La Chine devra faire face à ces nombreux challenges qui freinent l'atteinte de ses objectifs environnementaux : en particulier la

présence marquée du charbon dans le quotidien de nombreux foyers. Selon le groupe de recherche CoalSwarn, la Chine aurait augmenté sa capacité de production de charbon. Celle-ci serait égale à 259 GW et ainsi contraire aux recommandations des accords de Paris. En 2018, l'état Coréen a publié un plan ayant pour objectif la réduction des émissions de 32,5% des gaz à effet de serre à l'horizon 2030. Le but premier était de s'aligner sur les objectifs des Accords de Paris. Cependant, ces efforts restent très insuffisants selon le Climate Action Tracker (CAT) et ne permettront pas d'atteindre les objectifs fixés par les accords de Paris.

Le charbon pourrait peser dans la production de plus d'un tiers de l'électricité produite en Corée du Sud. L'initiative japonaise pour le climat lancée en 2018 a pour but d'accélérer la décarbonisation du Japon. Malgré cela, le Climate Action Tracker (CAT) considère ces efforts comme étant très insuffisants. L'utilisation du charbon dans la production d'électricité reste très importante et n'est pas en accord avec la recommandation du rapport spécial IPCC. Ce rapport suggère d'éliminer le charbon d'ici 2050 afin de conserver le réchauffement climatique en dessous de 1,5°C. Leader dans la production d'énergies renouvelables, l'Inde a renforcé ses investissements.

Ses investissements « verts » surpassent ses investissements dans les énergies fossiles. L'Inde annonce que tous les nouveaux véhicules vendus dans le pays seront électriques à l'horizon 2030. Le pays a ainsi lancé le "plan de mobilité de la mission nationale de l'électricité" pour encourager la fabrication de véhicules électriques. Les actions de l'Inde sont jugées en cohérence avec les accords de Paris selon le Climate Action Tracker. La mise en place du Plan National de l'Electricité en 2018 permet à l'Inde d'être en bonne voie pour respecter l'objectif de réchauffement climatique inférieur à 2°C.

Reste du Monde

Amérique Latine

Les actions de l'Argentine en matière de lutte contre le changement climatique sont jugées hautement insuffisantes par le site Climate Action Tracker. Le Mexique a régressé depuis l'arrivée au pouvoir du président López Obrador en 2018 selon le Climate Action Tracker. Le nouveau gouvernement a privilégié les énergies fossiles par rapport aux énergies renouvelables. Il a aussi dépriorisé le développement de nouveaux projets d'énergie renouvelables.

Afrique

Des pays tels que le Maroc, la Gambie ou l'Ethiopie sont classés comme étant compatibles avec les accords de Paris par le site Climate Action Tracker. L'Afrique du Sud ne mène pas au contraire suffisamment d'actions pour maintenir le réchauffement climatique en dessous de 1,5 °C.

Russie

Les actions du gouvernement restent très en dessous des objectifs fixés par la conférence de Paris sur le climat (COP 21) à savoir maintenir le réchauffement climatique en-dessous de 1,5 °C. Selon le site Climate Action Tracker, la Russie est loin d'une transition énergétique et a une position très critique sur le sujet. Si tous les pays s'alignaient sur les actions de la Russie, le réchauffement climatique dépasserait 4 °C.

Magellan Consulting est un cabinet de Conseil en Organisation et Système d'information ancré dans les Technologies et la Data. Fort de plus de 350 consultants, pour un CA de 45 M€ en 2018, Magellan Consulting est le catalyseur de la transformation digitale de ses clients sur le plan Métier, process, technologies de la data et de l'IA, les accompagnant ainsi dans le changement de leurs métiers et de leurs socles technologiques pour aborder la transition business, sociétale, énergétique et écologique que nous vivons aujourd'hui. Magellan Consulting intervient dans 5 secteurs métiers (Energie, Utilities & Telecom / Banque / Assurance / Santé & Secteur Public / Industrie & Services), avec 8 pratiques transverses (RH, Infrastructures, Finance, Stratégie IT, Digital, MLab, IA & Data, Cybersécurité). Magellan Consulting est une des six entités de Magellan Partners, groupe de conseil de 1000 collaborateurs pour un CA de 125 M€ en 2018. Le groupe Magellan Partners regroupe également des activités IT spécialisées sur les technologies d'avenir suivantes : Microsoft, Salesforce, AWS, IBM Watson, Cybersécurité et IOT.

Cette publication est l'objet d'un travail d'analyse et de synthèse réalisé par Magellan Consulting, appuyé sur différentes sources publiques dont l'Agence Internationale de l'Énergie, l'Ademe, L'Union Française de l'Électricité, Climate Action Tracker, ENEDIS, l'association France Energie Éolienne, l'Association Union Sport & Cycles, Île de France Mobilités, l'association AVERE, le site de la Commission Européenne, du Ministère de la Transition Écologique et Solidaire, EDF Renouvelables, ainsi que diverses sources journalistiques dont l'Usine Nouvelle, Les Echos, La Tribune.

