



Fiches thématiques

énergie



L'objet de cette fiche est de rassembler différentes fiches explicatives sur chaque filière énergétique présente dans la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) et leurs enjeux.

Sommaire :

Fiche thématique n°1 : L'éolien en mer.....	2
Fiche thématique n°2 : L'éolien terrestre	13
Fiche thématique n°3 : Le photovoltaïque	19
Fiche thématique n°4 : L'hydroélectricité.....	25
Fiche thématique n°5 : Le parc nucléaire existant.....	30
Fiche thématique n°6 : Les perspectives de relance du nucléaire.....	36
Fiche thématique n°7 : La production d'électricité à partir d'énergies fossiles, de bioénergies et de géothermie ..	40
Fiche thématique n°8 : Les réseaux électriques	42
Fiche thématique n°9 : La flexibilité du système électrique.....	47
Fiche thématique n°10 : Les dispositifs de soutien aux énergies renouvelables électriques.....	50
Fiche thématique n°11 : La chaleur renouvelable	53
Fiche thématique n°12 : Le biogaz.....	56
Fiche thématique n°13 : Les biocarburants	59
Fiche thématique n°14 : Les enjeux de l'utilisation de la biomasse à des fins énergétiques	63
Fiche thématique n°15 : L'hydrogène décarboné.....	71
Fiche thématique n°16 : Le devenir des infrastructures pétrolières et gazières dans le contexte de la fin des énergies fossiles	74
Fiche thématique n°17 : Réduction de la consommation d'énergie	77
Fiche thématique n°18 : Les zones non-interconnectées.....	81
Fiche thématique n°20 : Les scénarios du bilan previsionnel de RTE 2023-2035.....	83
Fiche thématique n°21 : Les six scénarios de mix de production de l'étude « Futurs énergétiques 2050 »	85
Fiche thématique n°22 : Les trois scénarios de consommation de l'étude « Futurs énergétiques 2050 ».....	87
Fiche thématique n°23 : L'analyse économique et environnementale de l'étude « Futurs énergétiques 2050 »	89
Fiche thématique n°24 : Les principaux enseignements de l'étude « Futurs énergétiques 2050 ».....	91
GLOSSAIRE.....	93
LISTE DES SIGLES ET ACRONYMES.....	100
PRINCIPALES RESSOURCES DOCUMENTAIRES.....	102

FICHE THEMATIQUE N°1 : L'ÉOLIEN EN MER

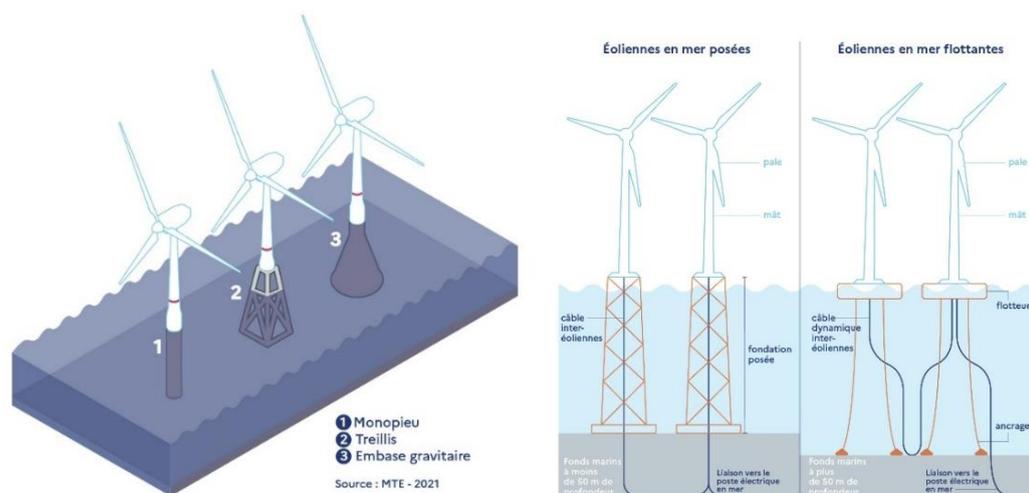
Qu'est-ce que l'éolien en mer ?

L'éolien en mer est l'une des **principales filières à développer pour atteindre les objectifs de transition énergétique** que s'est fixés la France. Il peut être posé ou flottant. Cette filière présente de nombreux avantages :

- Une **importante production d'électricité** : les vents sont plus forts et réguliers en mer que sur terre et les éoliennes sont plus grandes et plus puissantes, et permettent d'avoir un facteur de charge¹ d'environ 42%².
- Une **électricité décarbonée** : l'éolien en mer émet très peu de gaz à effet de serre tout au long de son cycle de vie, de sa construction à son démantèlement, et participe à l'atteinte des objectifs de transition énergétique en France.
- Une **électricité compétitive** : l'éolien en mer affiche des coûts de production à la baisse et des prix proches de ceux du marché (voire très inférieurs en cas de crise des prix de l'énergie). Les derniers appels d'offres pour les parcs posés au large de Dunkerque (2019) et en Centre-Manche (2023) ont proposé un tarif de l'électricité de 44 et 45 €/MWh. Le premier parc flottant commercial a été quant à lui attribué en 2024 à un tarif de 86 €/MWh
- Une **technologie mature** : l'éolien en mer posé bénéficie d'un important retour d'expérience en Europe et d'une filière industrielle française.
- Un **gisement important** : la France métropolitaine dispose de façades maritimes de taille significative avec des différents régimes de vent

Une éolienne est constituée d'un mât, d'une nacelle (comprenant la turbine) et de 3 pales, installés sur des fondations. En fonction de la profondeur des fonds marins, la technologie et les fondations retenues varient. L'éolienne peut être (la limite se situe autour de 60 mètres de profondeur environ) :

- Posée sur le fond marin grâce à des fondations de trois types différents (monopieu, treillis ou embase gravitaire) – on parle alors d'**éolienne posée**.
- Portée par un support flottant, ancrée au fond marin – on parle alors d'**éolienne flottante**.



¹ C'est-à-dire le rapport entre la production effective d'électricité et la production théorique qui serait obtenue si l'installation produisait en permanence à sa puissance maximale.

² Source : <https://windeurope.org/intelligence-platform/product/offshore-wind-in-europe-key-trends-and-statistics-2020/>

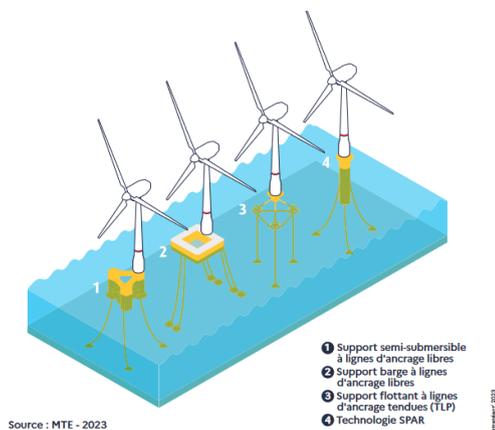


Figure 1 : Les différents types d'éoliennes en mer (Source : DGEC)

Les éoliennes sont ensuite raccordées au réseau d'électricité par des liaisons sous-marines jusqu'au littoral. La production et l'installation des éoliennes sont réalisées par un développeur éolien, tandis que le gestionnaire du réseau de transport d'électricité RTE est responsable du raccordement et de la réalisation du poste électrique en mer.

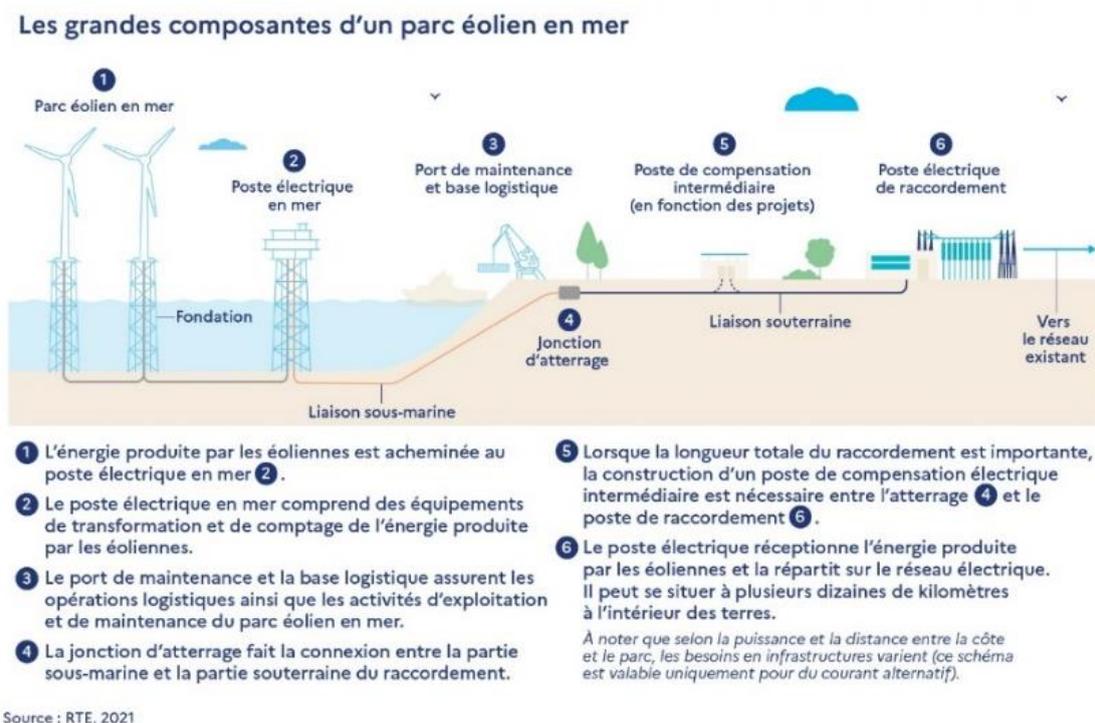


Figure 2 : Les grandes composantes d'un parc éolien en mer (Source : RTE)

Quel est l'état des lieux de la filière éolienne en mer ?

La France bénéficie du **deuxième gisement de vent** pour l'éolien en mer en Europe, après le Royaume-Uni. Il s'agit donc de l'énergie renouvelable présentant le plus fort potentiel de développement dans les décennies à venir.

La France soutient le développement de l'énergie éolienne en mer depuis une dizaine d'années. L'État a lancé trois procédures de mise en concurrence pour des parcs éoliens en mer posés en 2011, 2013 et 2016. Ils totalisent 3,6 GW et sont répartis en sept projets sur la façade Manche Est – Mer du Nord (Courseulles-sur-Mer, Fécamp, Dieppe – Le Tréport et Dunkerque) et sur la façade Nord Atlantique – Manche Ouest (Saint-

Briec, Saint-Nazaire et Yeu – Noirmoutier). Le parc de Saint-Nazaire a été mis en service fin 2022 et les parcs de Fécamp et Saint Briec ont été mis en service mi-2024.

Quels étaient les objectifs de la deuxième programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE2) ?

La programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE2) fixait des objectifs d'attribution de parcs éoliens en mer par année et par façade maritime, avec des tarifs cibles pour l'électricité (entre 45 et 60 €/MWh pour l'éolien posé, et 110 à 120 pour l'éolien flottant). La PPE2 prévoyait l'attribution de projets éoliens pour une puissance cumulée entre 3,85 et 4,35 GW, dont 750 mégawatt (MW) en flottant et 2,5 à 3 GW en posé, entre 2019 et 2023, puis au moins 1 GW par an à partir de 2024, afin d'atteindre une capacité installée d'éolien en mer de 2,4 GW en 2023 et environ 5 GW en 2028.

Ainsi, de nouvelles procédures de mise en concurrence ont été lancées depuis 2021 : un parc posé de 1 GW en Normandie (attribué au printemps 2023), un parc flottant de 250 MW au sud de la Bretagne (attribué au printemps 2024), deux projets flottants en Méditerranée de 250 MW chacun, un projet posé d'environ 1 GW en Sud-Atlantique et un deuxième posé d'environ 1,5 GW en Normandie. Ces parcs devraient être attribués d'ici début 2025.



Figure 3 : Projets éoliens en mer en développement sur les façades maritimes françaises à l'horizon 2030 (Source : DGEC)

Pour atteindre l'objectif de neutralité carbone à horizon 2050, le rapport « Futurs énergétiques 2050 » de RTE propose des scénarios variés avec un niveau d'éolien en mer compris entre 22 GW et 62 GW en 2050, soit entre 1 et 2 GW installés par an. En retenant une perspective moyenne de 45 GW en 2050, le **niveau annuel d'attribution de projet inscrit dans la présente PPE correspond à plus de 2 GW par an jusqu'en 2040.**

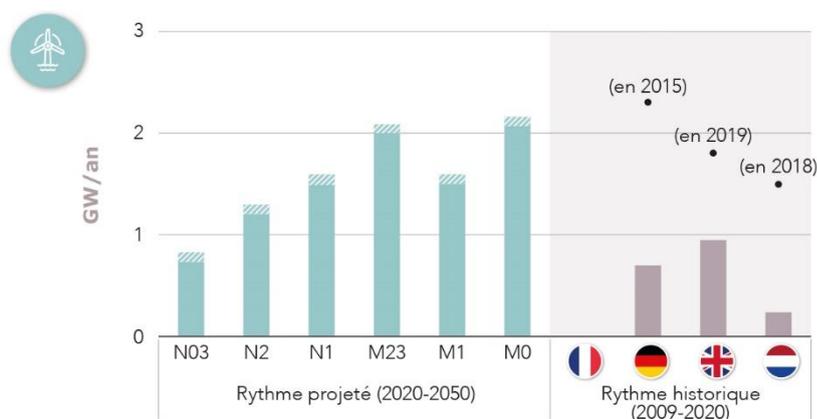


Figure 4 : Rythmes de déploiement de l'éolien en mer par scénario de l'étude « Futurs énergétiques 2050 » et comparaison avec le rythme historique (Source : RTE « Futurs énergétiques 2050 »)

Quels sont les enjeux liés à l'implantation d'un parc éolien en mer ?

Les émissions de gaz à effet de serre : le bilan carbone d'un parc éolien en mer

Le **bilan carbone** d'un parc éolien en mer mesure la quantité de gaz à effet de serre (GES) émis pendant toute la durée de vie du parc, depuis sa conception jusqu'à son démantèlement à l'issue de son exploitation. Le bilan carbone des premiers parcs éoliens ayant obtenu leurs autorisations (environ 500 MW chacun) a été estimé comme suit :

- De 554 000 à 754 000 tonnes éqCO₂ émises sur l'ensemble de la durée de vie du parc ;
- Un facteur d'émission entre 14 et 18 g éqCO₂/kWh produit, ce qui le place parmi les sources de production d'électricité avec le bilan le plus faible ;
- Un temps de retour énergétique (c'est-à-dire la durée au bout de laquelle un parc aura produit la quantité d'énergie qui a été nécessaire à sa production), estimé à environ 14 mois.

Les enjeux environnementaux

Tout au long de son cycle de vie, un parc éolien génère des impacts temporaires ou permanents sur l'environnement, positifs ou négatifs.

Le développeur éolien pour le parc et RTE pour le raccordement doivent chacun obtenir une **autorisation environnementale** conformément au code de l'environnement. La délivrance de ces autorisations est soumise à une étude d'impact et fait l'objet d'une participation du public.

L'étude d'impact vise à identifier les enjeux environnementaux dans la zone du projet, que ce soit pendant la phase d'installation, d'exploitation et de démantèlement. Elle détaille les **mesures à mettre en œuvre pour éviter, réduire et compenser ces impacts**. Ces mesures sont ensuite encadrées par les autorisations.

Les principaux risques environnementaux existants sont le bruit marin pendant la construction et la collision avec l'avifaune (oiseaux, chauve-souris) pendant l'exploitation. Néanmoins, le retour d'expérience des projets à l'étranger témoigne aussi d'opportunités pour la biodiversité : **effet récif** (colonisation d'espèces benthiques sur les mâts et fondations et de leurs prédateurs) et **effet réserve** (moindre intensité de la pêche dans la zone du parc).

Dans l'objectif de développer et diffuser la connaissance sur l'éolien en mer, **l'Observatoire national de l'éolien en mer a été créé en 2022**. Ce dernier a pour missions de :

- **Regrouper, valoriser et rendre accessibles** au plus grand nombre les études et données existantes sur l'éolien en mer, y compris le retour d'expérience des parcs déjà existants à l'étranger.
- **Définir et piloter des programmes d'acquisition de connaissances** (nouvelles campagnes de mesures sur le milieu marin et amélioration des connaissances sur l'impact des éoliennes sur le milieu marin, y compris les mesures de réduction des impacts).
- Contribuer à définir une **méthode homogène et cohérente** de suivi scientifique de l'impact environnemental des futurs parcs.

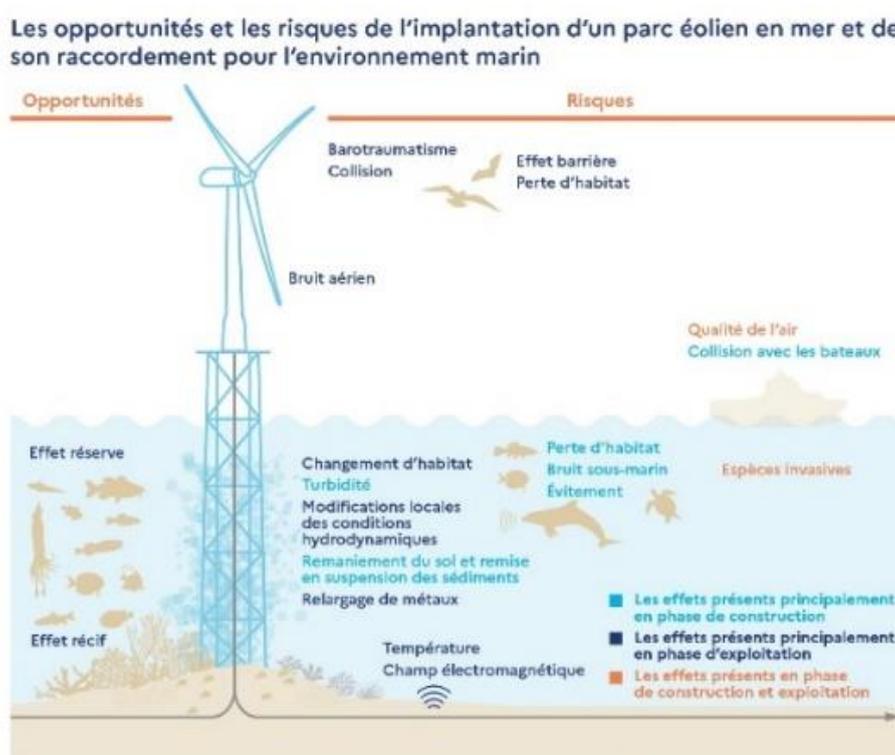


Figure 5 : Les opportunités et les risques de l'implantation d'un parc éolien en mer et de son raccordement pour l'environnement marin (Source : DGEC)

Les enjeux liés aux activités de pêche

La France a pour objectif de **favoriser autant que possible la compatibilité des usages au sein des parcs éoliens en mer**, dans les limites permises par la sécurité de la navigation maritime. Ainsi, les premiers parcs éoliens en mer français sont conçus pour que la pêche y soit possible. A titre d'exemple, la pêche a pu reprendre dans le parc de Saint-Nazaire qui est entré en service en 2022. A cette fin, des dispositions techniques peuvent être adoptées (espacement entre les éoliennes, alignement des éoliennes, ensouillage ou protection des câbles pour les couloirs de navigation) afin de faciliter le maintien de l'activité de pêche. Les pratiques de pêche au sein des parcs en exploitation seront réglementées par les autorités compétentes en fonction de

l'analyse des enjeux de sécurité de navigation maritime et des pratiques envisagées (arts trainants, arts dormants...).

Les enjeux du recyclage des éoliennes

Le démantèlement des parcs éoliens en mer est une obligation inscrite dans le cahier des charges des appels d'offres et prescrite par les autorisations nécessaires à la réalisation du projet.

Il est réalisé par le développeur éolien dans le respect de l'environnement et doit permettre le recyclage d'un maximum de composants des parcs éoliens. Les éoliennes en mer posées sont constituées en majorité de parties métalliques comme le mât et le rotor, qui représentent plus de 90% de leur poids. Ces parties sont entièrement recyclables. Les 10% restants, notamment les pales, sont faits de matériaux composites, c'est-à-dire constitués d'un assemblage de matériaux différents comme la fibre de verre et de carbone, de résines polyester ou d'époxy. Le recyclage de ces 10% restants est un défi. Des solutions existent et des avancées technologiques sont à prévoir pour le recyclage de ces matériaux. Des filières dédiées à la gestion de ces déchets seront créées. L'Etat encourage les développeurs à recycler les pales via les conditions des appels d'offre. Les câbles électriques sont composés de métaux, principalement du cuivre, de l'aluminium ou encore des alliages de ces métaux, et de plastique. Ils sont envoyés en filière spécialisée de retraitement pour un réemploi à 100%.

Le démantèlement des éléments qui constituent le parc éolien en mer est à la charge de l'entreprise exploitant le parc. Des garanties financières sont fournies par le développeur éolien à l'État afin de permettre à ce dernier de couvrir les frais de démantèlement si la société exploitant le parc manquait à ses obligations.

Les modalités de démantèlement du raccordement sont définies par l'État dans les autorisations demandées par RTE. Une étude portant sur les impacts des opérations de déconstruction et de remise en état du site est réalisée avant la fin de l'exploitation afin de préciser le périmètre du démantèlement et de déterminer les conditions de la remise en état du site.

Les autres enjeux

Les effets d'un projet éolien sont appréhendés dans toutes leurs dimensions : enjeux patrimoniaux et de paysage, trafic et sécurité maritime, défense nationale, activités portuaires et touristiques. La conciliation avec l'ensemble de ces usages est recherchée au cas par cas pour chaque projet.

Quelles sont les opportunités économiques ?

Le coût d'un parc éolien

Les **coûts d'un parc éolien** dépendent du gisement de vent, de la distance entre le parc et la côte, de la nature des fonds marins, de la profondeur et du relief du fond marin (bathymétrie), ainsi que des choix technologiques.

Répartition des coûts d'un projet éolien en mer

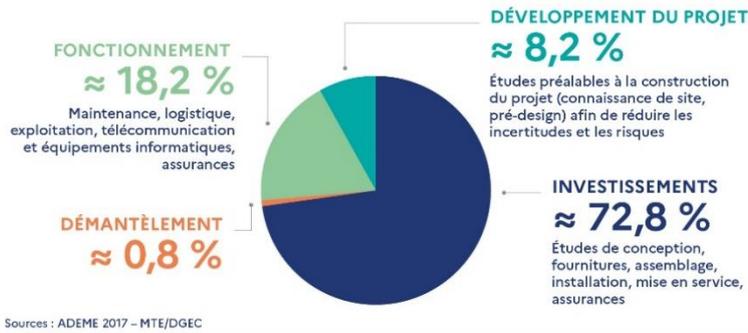
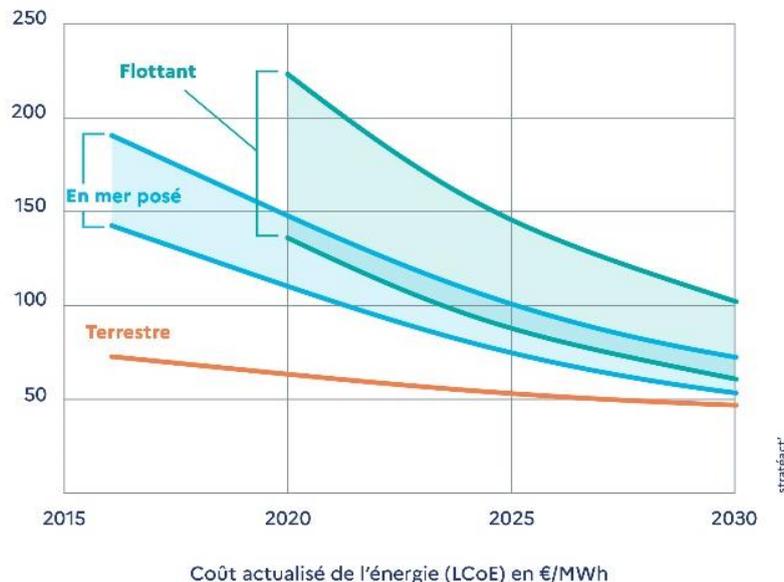


Figure 6 : Répartition des coûts d'un projet éolien en mer (Sources : ADEME et DGEC)

Le coût de chacun des sept premiers projets de parcs éoliens en mer français de 500 MW se situe **entre 1,42 et 2,23 milliards d'euros**. La maturité de la filière a permis de faire baisser les coûts de financement, et donc d'augmenter la rentabilité de ce type de projets à partir des années 2015.

Évolution des coûts de production annoncés pour un échantillon de projets éoliens en fonction de leur date (prévisionnelle ou effective) de mise en service



Source : BVG Associates

Figure 7 : Coût actualisé des coûts de production de l'électricité produite par des projets éoliens en mer (Source : BVG Associates)

Des créations d'emplois, un nouveau développement pour les ports et de nouvelles retombées fiscales

En 2023, les énergies marines renouvelables a représenté plus de **7 500 emplois en France, soit plus de 900 emplois supplémentaires par rapport à 2022**. Cette forte croissance, liée au lancement de la construction des premiers parcs, devrait se poursuivre dans les années à venir avec de nouveaux projets.

La France abrite d'ores et déjà un secteur industriel couvrant une partie conséquente de la chaîne de valeur des projets :

- Les Chantiers de l'Atlantique, à Saint-Nazaire, sont parmi les leaders mondiaux de la fabrication de postes électriques en mer ;
- La France est très bien positionnée sur les segments de la construction de pales et de nacelles.
- Prysmian et Nexans, deux des leaders mondiaux du marché des câbles électriques, inter-éoliennes et d'export, sont aussi fortement implantés sur le territoire, avec notamment des usines dans l'Yonne pour le premier.

À ce jour, environ un tiers des capacités de production européennes pour les turbines, pales et sous-stations électriques sont ainsi situées en France.

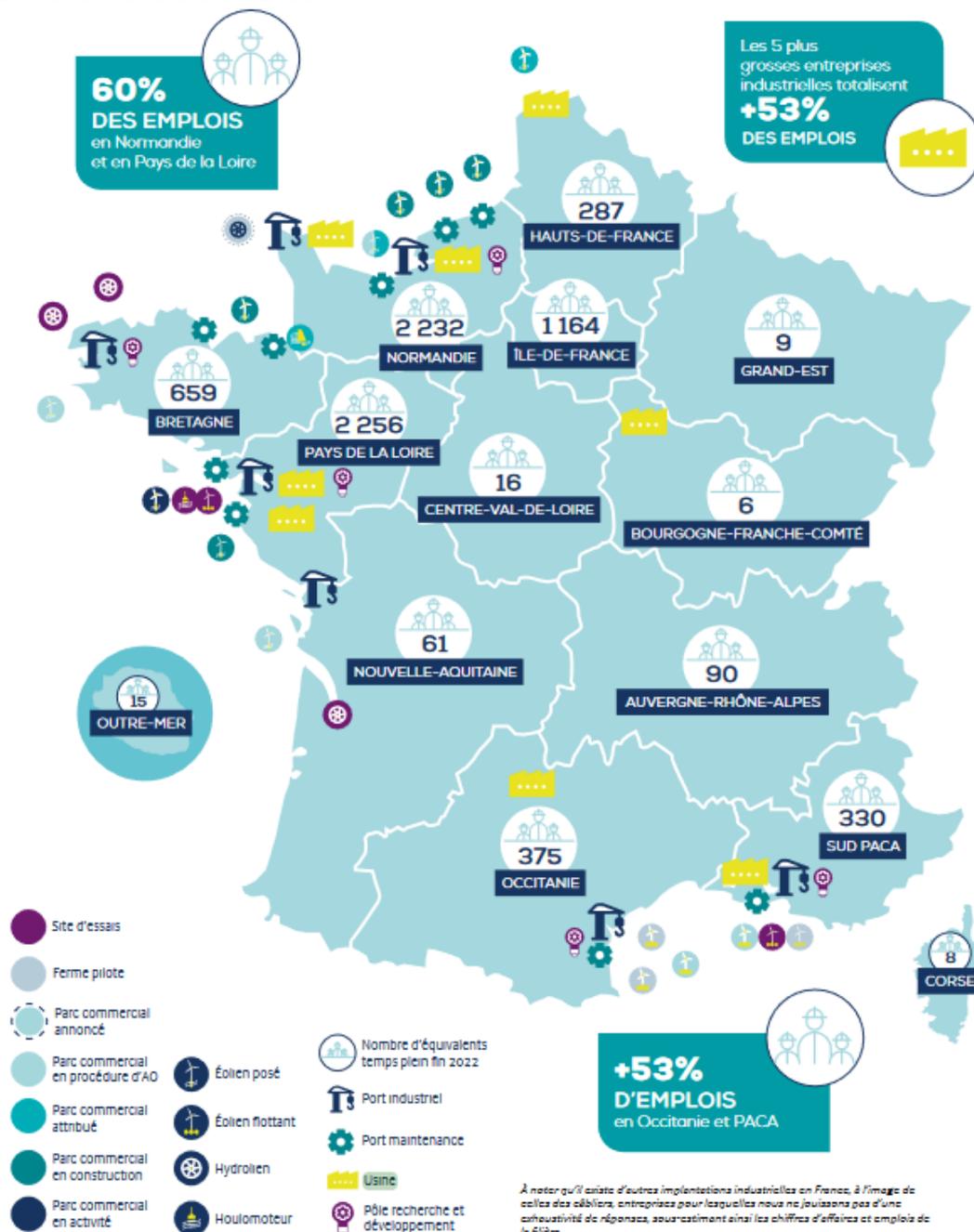


Figure 8 : La filière éolienne en mer en France (Source : Observatoire des énergies de la mer, 2023)

En vue de l'accueil des industriels pour les premiers projets français, **de nombreux ports ont réalisé des aménagements**, notamment Saint-Nazaire (Pays de la Loire), Cherbourg (Normandie), Le Havre (Normandie), La Rochelle (Nouvelle-Aquitaine) ou encore Brest (Bretagne) et Port-la-Nouvelle (Occitanie). Ces derniers visent principalement le marché de l'éolien flottant. Par ailleurs, des bases de maintenance (une centaine d'employés permanents par parc sont nécessaires pour sa maintenance) sont en train de voir le jour à proximité des projets, par exemple à Fécamp, Ouistreham et La Turballe. Ces activités concentrées dans les ports participent au dynamisme économique et permettent une diversification des services proposés par les ports.

Un appel à projets a également été lancé par le Gouvernement en mars 2024 pour les ports ou consortiums de ports souhaitant **adapter leurs infrastructures pour accueillir les activités industrielles liées à l'éolien flottant**.

Un parc éolien génère une taxe éolienne en mer. En 2023, la taxe est de 19 405 € par an par MW installé, soit 19,4 millions d'euros pour un parc de 1 GW. Quand le parc éolien est installé sur le domaine public maritime, c'est-à-dire dans les 12 milles nautiques (22 km des côtes), cette taxe est reversée à différents acteurs : les communes (50% des recettes de la taxe), les acteurs de la pêche (35%), mais aussi l'Office Français de la Biodiversité (10%) et les organismes de secours et de sauvetage en mer (5%). Quand le parc est au-delà du domaine public maritime, cette taxe est affectée au budget général de l'Etat.

[Des innovations sur l'éolien flottant, pour une industrie française de pointe](#)

L'éolien flottant est une technologie prometteuse permettant d'implanter des parcs plus loin des côtes, en s'affranchissant en partie de la profondeur des fonds marins. Les éoliennes flottantes peuvent ainsi être installées dans des zones dont la profondeur est supérieure à 50 mètres, sous réserve que le poste électrique (situé à moins de 20km de l'éolienne la plus éloignée) soit posé, ce qui suppose une profondeur maximale de 100 m. Ces zones se situent majoritairement en zone économique exclusive, à plus de 22 km des côtes. La technologie du poste électrique flottant, qui permettrait d'atteindre des profondeurs encore plus importantes, pourrait être disponible à partir de 2040.

La France a amorcé dès 2015 la montée en puissance de l'éolien flottant par le financement de 4 fermes pilotes et est aujourd'hui le premier pays à avoir lancé des appels d'offres commerciaux pour des projets éoliens flottants : 250 MW au sud de la Bretagne, et deux fois 250 MW dans le golfe du Lion. La France fait donc aujourd'hui partie des pays au premier rang du développement de cette technologie. En effet, l'éolien flottant représente à ce jour seulement près de 200 MW en service dans le monde, dont un parc de 88 MW en Norvège.

Pour conserver cette avance, la stratégie d'accélération « Technologies Avancées des Systèmes Energétiques » (TASE), encadrée par le plan France 2030, priorise l'éolien flottant pour renforcer la compétitivité et de l'indépendance de l'économie française. **Cette stratégie cherche à faire de la France un leader industriel en la matière par la structuration d'une chaîne de valeur complète sur le territoire.** La stratégie TASE est mise en œuvre via plusieurs appels à projet et à manifestation d'intérêt, de la recherche amont jusqu'aux phases de préparation de l'industrialisation, notamment sur l'aménagement des ports et l'implantation d'usines.

Quelle planification pour l'éolien en mer ?

Pour le développement de l'éolien en mer, deux processus, l'un de planification, l'autre de programmation, coexistent. La **planification spatiale maritime**, prévue par la Stratégie Nationale pour la Mer et le Littoral (SNML) et déclinée dans les Documents Stratégiques de Façade (DSF), détermine des zones à vocation éolien en mer. La **programmation énergétique**, encadrée par la Loi de programmation énergie climat (LPEC) et la Programmation pluriannuelle de l'Énergie (PPE), détermine des objectifs de développement de capacité éolien en mer (en GW).

L'attribution des projets se fait par des procédures de mise en concurrence. Des **débats publics** sont organisés en amont de ces procédures. La consultation du public porte sur **les caractéristiques et l'opportunité** des projets ainsi que **l'identification de zones préférentielles** pour les parcs éoliens et leur raccordement.

Afin de donner une meilleure visibilité au public, la loi d'accélération et de simplification de l'action publique de décembre 2020 (dite loi ASAP) a introduit la possibilité de mener les **débats publics sur l'éolien en mer** à

l'échelle de chaque façade maritime, afin de préparer le lancement de nouveaux projets dans les sept années suivantes.

La loi relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables (APER) a permis de mutualiser l'exercice de planification spatiale et d'identification des zones propices aux projets éoliens en mer. Des débats publics sur la planification maritime et l'éolien en mer ont eu lieu entre novembre 2023 et avril 2024 sur les quatre façades maritimes françaises. Concernant l'éolien en mer, ils avaient notamment pour objectif de permettre la mise en place de deux cartographies :

- **Une cartographie des « zones prioritaires » dans lesquelles des projets de parcs éoliens en mer pourront être attribués dans un délai de dix ans suivant son adoption, avec un objectif de minimum 15,5 GW de nouvelles capacités à identifier** en plus des 2,5 GW d'extensions déjà prévues (500 MW en Bretagne, une extension de 500 MW pour chacun des deux parcs en Méditerranée, une extension d'environ 1 GW en Sud-Atlantique).
- **Une cartographie des « zones prioritaires » à l'horizon 2050** qui sera précisée et révisée après une nouvelle participation du public qui devrait se dérouler d'ici une dizaine d'années, avec un minimum de **19 GW supplémentaires à mettre en service d'ici 2050**.

Quelles sont les prochaines étapes d'un projet éolien en mer après la planification ?

Une fois les zones déterminées, l'Etat organise une ou plusieurs procédures de mise en concurrence pour désigner l'exploitant qui construira puis exploitera le parc, sur la base de critères économiques, environnementaux, industriels et de développement économique de la filière.

En amont de l'attribution des projets, l'Etat conduit également des études techniques de caractérisation des sites et les états initiaux de l'environnement sur les zones de projet et les travaux nécessaires au raccordement. Les données issues des études techniques permettront aux candidats de proposer la meilleure offre au regard des contraintes techniques. Concernant les états initiaux de l'environnement, ils alimenteront l'étude d'impact du lauréat, lui permettant ainsi de déposer plus rapidement son autorisation.

Le détail des étapes d'un projet éolien en mer est représenté dans la figure ci-dessous.

Les grandes étapes des projets éoliens en mer post-débat public sur la planification de l'espace maritime



A L'ÉCHELLE DES QUATRE FAÇADES MARITIMES

- 1 Débat public**
 - Saisine de la Commission nationale du débat public (CNDP) par l'État. La CNDP a décidé d'organiser un débat public par façade et nomme quatre Commissions particulières du débat public (CPDP).
 - Expression du public dans le cadre des débats publics organisés par les CPDP (étape actuelle).
 - Publication du compte-rendu par les CPDP et du bilan par la CNDP dans les deux mois suivant la fin des débats.
 - Annonce de la décision relative aux suites des projets par l'État et RTE dans les trois mois suivant le compte-rendu.
- 2 Études bibliographiques**
 - L'État et RTE commandent des études basées sur la littérature scientifique disponible pour mieux caractériser la zone du projet (environnement, caractéristiques géophysiques et géotechniques, vent...).

A L'ÉCHELLE DE CHAQUE PROJET

- 3 Études techniques et environnementales**
 - L'État réalise des campagnes de mesures in situ sur la zone préférentielle (environnement, caractéristiques géophysiques et géotechniques, vent...).
 - Étude d'impact**
 - Le lauréat d'un projet et RTE produisent une étude d'impact sur la zone de projet qui recense les incidences significatives du projet. Ils proposent une série de mesures d'évitement, de réduction et le cas échéant de compensation.
- 4 Poursuite de la concertation et de l'information du public**
 - Désignation par la CNDP d'un garant veillant à l'association et à l'information du public jusqu'à la délivrance des autorisations administratives.
 - Concertation spécifique au raccordement électrique par RTE.
- 5 Procédure de mise en concurrence / Désignation du lauréat**
 - Dialogue concurrentiel avec les candidats sélectionnés à l'appel d'offres.
 - Autorisation de l'aide d'État par la Commission européenne.
 - Désignation du lauréat.
- 6 Autorisations administratives dont enquête publique**
 - Dépôt des demandes d'autorisation :
 - par le lauréat pour le parc éolien,
 - par RTE pour le raccordement.
 - Instruction administrative.
 - Enquête publique.
 - Décision administrative puis traitement des éventuels recours.
 - Obtention des autorisations.
- 7 Financement**
 - Décision d'investissement du lauréat.
 - Contractualisation avec les différents prestataires et sous-traitants.
- 8 Construction du parc et de son raccordement**
 - Assemblage et installation des éoliennes.
 - Mise en place des postes électriques en mer et installation des câbles électriques de raccordement en mer et à terre.
- 9 Mise en service**
- 10 Exploitation et maintenance**
 - Production d'électricité.
 - Maintenance et sécurisation du parc et du raccordement.
- 11 Démantèlement**
 - Conformément aux études d'impact, restitution du site dans un état comparable à l'état initial par le lauréat.
 - Obligations de recyclages des composants (pales, mats, aimants, etc.) prévues dans les cahiers des charges.
 - Pour le raccordement : démantèlement des ouvrages en mer en fonction des résultats d'une étude préalable portant sur les impacts du démantèlement.

Source : Ministère de la Transition énergétique

Figure 9 : Les grandes étapes d'un projet éolien en mer (Source : DGEC)

FICHE THEMATIQUE N°2 : L'ÉOLIEN TERRESTRE

Qu'est-ce que l'éolien terrestre ?

Une éolienne permet de **convertir l'énergie du vent en énergie mécanique**, puis en **électricité** via un alternateur.

Les éoliennes terrestres installées en France ont une **puissance comprise entre 1,8 et 3 MW** (les nouvelles installations ont plutôt des puissances comprises entre 3 et 5 MW). Elles produisent en moyenne, pour une éolienne de 2 MW, 4200 MWh par an, **soit la consommation électrique annuelle de 800 ménages environ**. La hauteur totale d'une éolienne est comprise entre 120 et 155 mètres, dont entre 80 à 100 mètres pour le mat. Les parcs éoliens français ont une puissance moyenne de 10 MW.

Quel est l'état des lieux de la filière éolienne terrestre ?

Au 31 mars 2024, le parc éolien terrestre français atteint une puissance de 22,3 GW. Les projets éoliens sont majoritairement concentrés dans le Nord de la France.

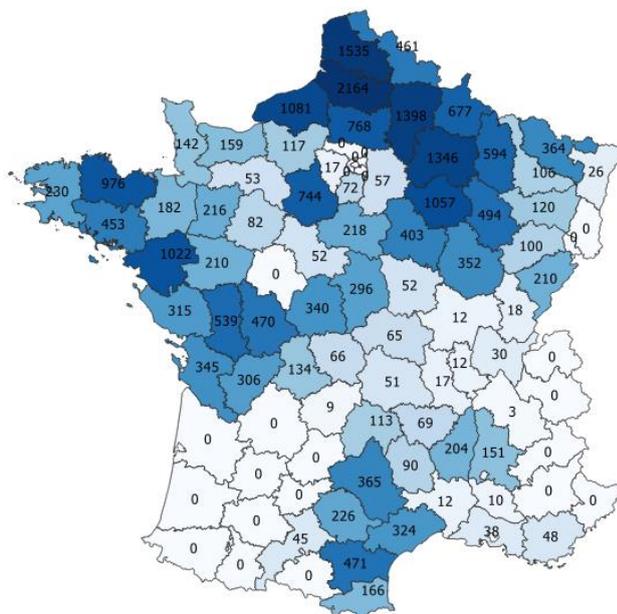


Figure 10 : Répartition des puissances installées par départements au T2 2024

En 2023, les conditions météorologiques ont été favorables à la production éolienne : le facteur de charge pour l'éolien terrestre s'est établi à 26,2 %²⁰, contre 21,6 % en 2022. Il s'agit d'une valeur plus élevée que celle des deux années précédentes mais inférieure à celle de 2020, qui avait été caractérisée par un niveau record de 26,6 %.

Le facteur de charge en hausse, conjugué à un parc installé en augmentation (+ 1,2 GW pour l'éolien terrestre par rapport à 2022), a permis d'atteindre un volume de production record sur l'année 2023 (48,9 TWh). Le précédent maximum de 39,6 TWh, datant de l'année 2020, a pu être dépassé grâce au développement du parc (4,3 GW entre 2020 et 2023) et malgré un facteur de charge légèrement inférieur. Cet « effet parc » n'avait pas été suffisant en 2021 et 2022 pour dépasser le niveau de production de 2020 du fait d'années peu venteuses, caractérisées par des facteurs de charge plus faibles.²¹

Le taux de couverture de la consommation par la production éolienne terrestre s'est élevé à 11,3 % en moyenne en 2023, en nette progression par rapport à l'année 2022 (8,4 %)²² et pour la première fois au-dessus de la barre des 10 %.

Quel est le potentiel de développement de l'éolien terrestre ?

Le développement de l'éolien terrestre **ne dépend pas tant du gisement de vent** (les technologies actuelles permettent aux éoliennes de produire même avec de faibles vitesses de vent) **que des contraintes réglementaires**.

Pour travailler à une meilleure planification de l'éolien terrestre, il a été demandé aux Préfets de région, en mai 2021, de réaliser des **cartographies des zones potentiellement favorables au développement de l'éolien terrestre** sur leur territoire. Ces cartographies, non contraignantes, permettent d'identifier les zones à privilégier pour le développement de l'éolien terrestre, mais elles ne se substituent pas à l'analyse au cas par cas de chaque projet lors de l'instruction des demandes d'autorisation. Ces cartographies sont mises à disposition du grand public sur le portail cartographique pour le développement des énergies renouvelables terrestres. Elles constituent un outil d'aide à la décision pour les élus chargés d'identifier des zones d'accélération des énergies renouvelables sur leurs territoires.

L'objectif de ces cartographies est **d'identifier un gisement suffisant pour atteindre les objectifs de la PPE** au niveau national.

Quels étaient les objectifs de la deuxième programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE2) pour l'éolien terrestre ?

L'actuelle programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) prévoit un **objectif de puissance cumulée produite par les installations éoliennes raccordées au réseau de 24,1GW en 2023 et de 33,2 à 34,7GW en 2028**, soit environ un peu moins du double de la puissance actuellement installée

Selon les estimations de RTE, la consommation française d'électricité doit augmenter de 15 à 20% d'ici 2035, afin d'électrifier une part croissante de nos activités économiques et humaines et se passer des énergies fossiles importées. A cet horizon temporel, aucune nouvelle centrale nucléaire ne sera disponible et seules les énergies renouvelables pourront permettre de répondre à la demande. Il est donc **nécessaire de poursuivre le développement de l'éolien dans les prochaines années** pour augmenter significativement la production électrique en vue des prochains hivers.



Figure 11 : Rythmes de déploiement de l'éolien terrestre par scénario de l'étude « Futurs énergétiques 2050 » et comparaison avec le rythme historique (Source : RTE « Futurs énergétiques 2050 »)

Quels sont les enjeux environnementaux liés au développement de l'éolien terrestre ?

L'éolien terrestre présente un bilan carbone faible³ et a l'un des temps de retour énergétique parmi les plus courts. L'énergie nécessaire à la construction, l'exploitation et le démantèlement d'une éolienne est compensée par sa production d'électricité en 12 mois.

Les éoliennes avec une hauteur de mat supérieure à 50 mètres sont des **installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE)** et relèvent donc de la procédure d'autorisation environnementale. Le dossier de demande d'autorisation, notamment à travers l'étude d'impact, doit évaluer **les effets du projet sur l'environnement, en particulier en termes d'impact paysager, de biodiversité, de bruit ou encore de risques pour les riverains.**

Le développement de l'éolien peut, comme tout projet d'aménagement, avoir des impacts potentiels sur la **biodiversité**. A l'instar d'autres projets industriels, un parc éolien doit respecter la séquence « Eviter Réduire Compenser ». Cette séquence consiste à éviter les atteintes à la biodiversité, à défaut les réduire et, en dernier recours, compenser les impacts résiduels. A l'échelle de chaque projet, **l'étude d'impact permet d'identifier correctement les enjeux et de proposer des mesures d'atténuation si nécessaire.** Des bridages supplémentaires, c'est-à-dire arrêter les éoliennes lorsque les conditions météorologiques sont les plus favorables à certaines espèces, ainsi que des systèmes de dissuasion acoustiques ou visuels peuvent également être mis en place durant certaines périodes particulièrement riches en biodiversité comme les périodes de migration afin de limiter leur impact.

Concernant **l'impact paysager**, l'intégration paysagère des parcs doit être recherchée. Le Gouvernement soutient en effet un développement de l'éolien terrestre à haute qualité environnementale qui passe par une bonne intégration des éoliennes dans les paysages, via notamment le respect de la cohérence et l'uniformité du parc éolien dans ses caractéristiques (taille, même nuance de blanc ou de gris, emplacements des mâts cohérent entre eux).

³ 14,1 g éq.CO₂ par kWh d'électricité produit selon la base Empreinte de l'ADEME.

En **termes d'acoustique**, les éoliennes émettent un bruit de fond, principalement des basses fréquences, comprises entre 20 Hz et 100 Hz. Ce bruit est dû à des vibrations mécaniques entre les composants de l'éolienne et au souffle du vent dans les pales. À 500 mètres de distance (distance minimale entre une éolienne et une habitation), il est généralement inférieur à 35 décibels (conversation à voix basse). De plus, le bruit généré par les éoliennes est strictement encadré par la réglementation. Cela permet de minimiser les nuisances pour les riverains mais également pour la faune sauvage (chiroptères notamment).

L'éolien peut soulever des oppositions locales ou non, notamment de riverains pour des raisons d'atteinte au cadre de vie. Le [sondage Harris Interactive publié par l'ADEME](#) indique **toutefois que 73% des Français ont une bonne image de l'énergie éolienne**. Cette adhésion est encore plus marquée pour les personnes ayant une résidence principale ou secondaire à moins de 10 km d'un parc éolien (80% de bonne image, et 89% de personnes qui jugent le développement de l'éolien nécessaire). Concernant l'impact sur l'immobilier, [l'étude de l'ADEME de mai 2022](#) indique que celui-ci est nul dans 90% des cas et est très faible pour 10 % des maisons vendues sur la période 2015-2020.

Le dossier de demande d'autorisation fait **l'objet d'un avis des collectivités locales puis d'une enquête publique**, dont les conclusions sont prises en compte dans l'instruction de la demande. Après examen du dossier par la Commission Départementale de la Nature, des Paysages et des Sites (CDNPS). Le Préfet prend par arrêté préfectoral la décision d'autoriser ou non le parc.

De plus, la loi portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets d'août 2021 a **renforcé les obligations de consultation en amont, dans l'objectif d'améliorer l'acceptabilité locale de l'éolien**. En effet, au moins un mois avant le dépôt de son dossier de demande d'autorisation le porteur de projet doit consulter le maire de la commune d'implantation et les communes limitrophes, puis leur adresser la réponse aux observations formulées, en indiquant les évolutions du projet qui sont proposées pour en tenir compte.

Les prescriptions générales encadrant les éoliennes prévoient notamment :

- Une **distance d'éloignement de 500 mètres** entre les éoliennes et les habitations
- La **constitution de garanties financières** afin d'assurer la remise en état du site en fin d'exploitation et le démantèlement en cas de défaillance de l'exploitant
- Des **obligations de recyclage lors du démantèlement du parc**. Depuis le 1^{er} juillet 2022, au minimum 90% de la masse totale des éoliennes devront être démantelés, fondations incluses, ou 85% lorsque l'excavation des fondations fait l'objet d'une dérogation, et elles doivent être réutilisées ou recyclées, ainsi qu'au minimum 35% de la masse des rotors. À compter du 1^{er} janvier 2024, tout nouveau parc autorisé devra, lors de sa fin de vie, respecter l'objectif de 95% de la masse totale, toute ou partie des fondations incluses, réutilisable ou recyclable. La masse des rotors réutilisable ou recyclable devra être de 45% pour les parcs autorisés après le 1^{er} janvier 2023 et de 55% après le 1^{er} janvier 2025.

Quels sont les enjeux économiques du développement de l'éolien terrestre ?

Fin 2022, les emplois de la filière éolienne représentaient 28 266 ETP dont 21 284 pour le seul éolien terrestre, soit une augmentation de 11% par rapport à 2021 et une augmentation de 40% par rapport au 31 décembre 2019⁴. Ces emplois sont répartis à 34% dans la branche études et développement, à 26% dans l'Ingénierie et

⁴ L'observatoire de l'éolien édition 2023 de France renouvelables établie en association avec [Capgemini Invent](#).

la construction, à 22% dans la fabrication de composants et à 18% dans l'exploitation et la maintenance. Il est estimé qu'1GW d'éolien installé représente 1000 emplois.

La France dispose d'une large offre de formations liées à l'éolien présente à tous les niveaux, du bac professionnel à l'école d'ingénieurs. La filière se mobilise de plus en plus pour la mise en place de nouvelles formations.

La production éolienne génère, notamment dans les zones rurales, **une nouvelle activité qui implique de nouveaux emplois, et de nouveaux revenus fiscaux pour les collectivités**. En effet, une installation éolienne génère différents revenus fiscaux, au titre notamment des taxes foncières, de la Cotisation Foncière des Entreprises, de la Cotisation sur la Valeur Ajoutée des Entreprises et de l'Imposition Forfaitaire sur les Entreprises de Réseaux. Ces revenus fiscaux sont de l'ordre de 10 à 15 k€ par MW installé et par an et sont redistribués entre les différentes collectivités concernées (communes, départements, et établissements publics de coopération intercommunale).

Comment soutenir le développement de l'éolien terrestre ?

D'après l'ADEME⁵, les **coûts de production de l'éolien ont baissé de 18% entre 2015 et 2020**. Ils sont actuellement de l'ordre de 90 €/MWh (chiffre du dernier appel d'offre du 11/07/2024).

Pour favoriser le développement de l'éolien, des dispositifs de soutien publics sont encore nécessaires pour garantir un revenu sur 20 ans et faciliter le financement des projets (voir détail dans la fiche thématique n°10). On distingue principalement :

- Le **guichet ouvert** qui ouvrait, jusqu'au 1^{er} juillet 2022 un droit à bénéficier d'un soutien pour tout projet de moins de 6 machines de moins de 3 MW. Ce mécanisme a été revu pour le réserver aux projets citoyens ou faisant l'objet d'une contrainte aéronautique de hauteur.
- Les **procédures d'appel d'offre** avec mise en concurrence, où le soutien est attribué aux seuls lauréats de ces procédures. L'actuel appel d'offres (PPE 2) prévoit de fin 2021 à 2026 au moins 10 périodes de candidatures, soit deux par an de 925MW chacune, qui doivent permettre le soutien de plus de 9GW. Pour ces dispositifs, le soutien est, depuis 2015, un complément de rémunération qui consiste à verser au producteur la différence entre un prix cible (tarif de rachat) et le prix du marché « spot ». Lorsque cette différence est négative, le producteur doit la reverser à l'Etat sous forme d'avoir.

Ainsi, l'éolien est une filière compétitive qui génère des revenus pour l'Etat lorsque les prix de l'électricité sont élevés. D'après les estimations de la Commission de Régulation de l'Energie (CRE), la recette liée à l'énergie éolienne s'élevait, en 2023, à 3,8 Mds€ cumulés pour le budget de l'Etat, pour une recette finale pour l'ensemble des filières renouvelables de seulement 1,5Mds€. Cette nouvelle source budgétaire a notamment permis de contribuer aux dispositifs tels que les boucliers tarifaires sur l'électricité ou le gaz et a participé de ce fait à la protection des consommateurs.

De plus, la loi du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables (APER) met en place un dispositif de planification ascendante des énergies renouvelables permettant de donner un rôle plus important aux élus locaux dans le choix d'implantation des parcs éoliens terrestres. Les communes doivent établir des zones d'accélération des énergies renouvelables sur leur territoire à l'aide de données transmises par l'Etat, notamment constituées par les cartographies des zones favorables au développement de l'éolien établies par les services de l'Etat en région suite à une circulaire de mai 2021. L'avis des comités

⁵ Coûts des énergies renouvelables et de récupération en France – Edition 2019, ADEME

régionaux de l'énergie permet de s'assurer que ces zones permettent d'atteindre les objectifs de développement des énergies renouvelables au niveau régional. Un référent préfectoral arrête ensuite ces zones d'accélération, vers lesquelles des mécanismes financiers incitatifs permettront d'orienter les développeurs. Si les zones d'accélération offrent un potentiel suffisant pour permettre d'atteindre les objectifs régionaux, les communes pourront également définir des zones d'exclusion sur leur territoire. En dehors des zones d'accélération, un comité de projet est obligatoire, assurant une concertation entre les différentes parties prenantes d'un territoire.

La plus grande implication des collectivités territoriales dans le développement des énergies renouvelables est également favorisée dans cette loi par la mise en place d'un dispositif de partage de la valeur se déclinant en deux modalités. La première permet aux communes d'implantation d'un projet ou à leurs groupements de participer au capital de la société qui gère l'installation d'énergie renouvelable.

La deuxième prévoit une obligation pour les porteurs de projets lauréats d'un appel d'offres de financer le développement de projets spécifiques en faveur de la transition énergétique et de la biodiversité portés par les collectivités territoriales concernées par l'implantation d'installations d'énergie renouvelable.

La loi APER prévoit aussi la création d'un médiateur des énergies renouvelables qui est chargé d'aider à la recherche de solutions amiables, non obligatoires et non contraignantes, aux difficultés ou aux désaccords rencontrés dans l'instruction ou la mise en œuvre des projets de production d'énergies renouvelables. Ce médiateur pourra ainsi désamorcer les conflits et éviter les contentieux quasi systématiques pour les projets éoliens.

En complément du dispositif introduit dans la loi d'accélération des énergies renouvelables, des travaux sont en cours pour :

- mettre en place un système de planification pour le développement des radars de compensation permettant de libérer des zones pour l'éolien terrestre dans les zones soumises à servitudes par les radars militaires et météo, en permettant notamment une mutualisation des coûts.
- mettre en place un système de balisage circonstancié en fonction de la présence d'aéronefs à proximité des éoliennes afin de réduire les nuisances lumineuses.

Aussi, des investissements doivent être poursuivis dans des programmes de recherche et d'innovation sur la réduction de l'impact des éoliennes sur l'avifaune, notamment par l'étude et l'amélioration de l'efficacité des systèmes de détection – réaction.

Enfin, des travaux relatifs au repowering sont également en cours, afin de permettre de capitaliser sur des projets déjà existants et dérisqués. Cela permettra également de dégager des capacités de production additionnelle, notamment en étudiant les possibilités d'augmentation de la taille des mâts permettant de créer un environnement plus compétitif pour l'éolien à terre et de limiter le nombre de mâts afin d'améliorer l'implantation des éoliennes.

FICHE THEMATIQUE N°3 : LE PHOTOVOLTAÏQUE

Qu'est-ce que l'énergie solaire photovoltaïque ?

Les installations photovoltaïques **transforment le rayonnement solaire en électricité, grâce à des cellules photovoltaïques intégrées à des panneaux qui peuvent être installés sur des bâtiments ou fixés sur le sol**. Ces installations photovoltaïques peuvent avoir une puissance de quelques kilowatts à plusieurs mégawatts.

La plupart des cellules sont fabriqués à partir de silicium, mais il existe aujourd'hui différentes technologies à des stades différents de maturité (couches minces, cellules organiques, cellules à concentration, cellules perovskites, etc.).

Quel est l'état des lieux du parc photovoltaïque ?

Le parc solaire en France métropolitaine continentale a atteint 19,3 GW fin 2023, soit une augmentation capacité installée de l'ordre de 3,1 GW par rapport à fin 2022. Cette évolution de la capacité installée représente un record de développement sur une année, avec une accélération nette par rapport aux précédents rythmes observés en 2021 et 2022 (+2,7 GW/an).



Figure 12 : Puissance solaire totale raccordée par département au 31 décembre 2023

Grâce à cette croissance significative du parc, le parc installé se rapproche de l'objectif de 20,1 GW fixé par la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) 2019-2028 à fin 2023 à environ un gigawatt près.

Le taux de couverture de la consommation électrique française par le solaire photovoltaïque s'élève à 5% en moyenne sur l'année 2023, et est de 30% au maximum sur l'année.

Quel est le potentiel de développement du photovoltaïque ?

Actuellement, on compte environ **1 hectare pour installer 1 MW de capacité en ce qui concerne le photovoltaïque au sol**. Le potentiel surfacique est moins élevé dès lors qu'il s'agit de photovoltaïque sur bâtiment, ombrières ou d'agrivoltaïsme.

[Une étude réalisée par l'ADEME](#), avec l'appui du CEREMA notamment, à la demande de la DGEC a permis d'identifier près de **850 sites en friche pouvant potentiellement accueillir des projets photovoltaïques, pour une puissance de 8,2 GW environ si tous les sites étaient mobilisés**⁶.

Les **grands parkings extérieurs** (plus de 2 500 m²) pourraient représenter un potentiel d'**environ 7 à 11 GW** s'ils s'équipaient d'ombrières photovoltaïques sur au moins la moitié de leur surface. Afin de mobiliser ce gisement, qui permettra le développement de cette filière sans aucun impact sur les sols, la loi APER prévoit l'obligation pour ces parkings de se doter d'ombrières dans les prochaines années.

En ce qui concerne le photovoltaïque sur bâtiment, le **potentiel technique réel nécessite d'évaluer non seulement les surfaces de toitures disponibles, mais également leur exposition et leur inclinaison**. Le **photovoltaïque sur bâtiment est sensiblement plus onéreux que le photovoltaïque au sol** (cf. infra).

Enfin, l'agrivoltaïsme devra se développer pour l'atteinte de nos objectifs de développement des énergies renouvelables. Ces installations photovoltaïques apportent un service direct à l'activité agricole (comme la protection contre les aléas climatiques) et garantissent une production agricole significative et un revenu durable en étant issu. Le potentiel offert par l'agrivoltaïsme est potentiellement important, du fait de la surface agricole utile française : à titre d'exemple, moins de 1% de la surface agricole française serait nécessaire pour l'atteinte des objectifs de développement des énergies renouvelables. Le développement de cette filière doit également être en lien avec les besoins de l'agriculture sur les territoires.

Quel équilibre entre les différents types de PV ?

Les potentialités de développement du photovoltaïque au sol sont désormais fortement restreintes, les futurs projets ne pouvant plus se développer que sur des terres urbanisées ou à urbanisées, des terrains dégradés, ou, s'il s'agit de terres agricoles, naturelles et forestières, que sur des terres incultes ou non exploitées depuis le 10 mars 2013 (loi pour l'accélération de la production d'énergie renouvelables).

Quels étaient les objectifs de la deuxième programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE2) pour le photovoltaïque ?

L'actuelle programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE2) prévoit un **objectif de puissance cumulée de 20,1 GW en 2023 et entre 35,1 et 44 GW en 2028**.

⁶ https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/documents/DGEC_Rapport_public_friches_Ademe.pdf
p.13

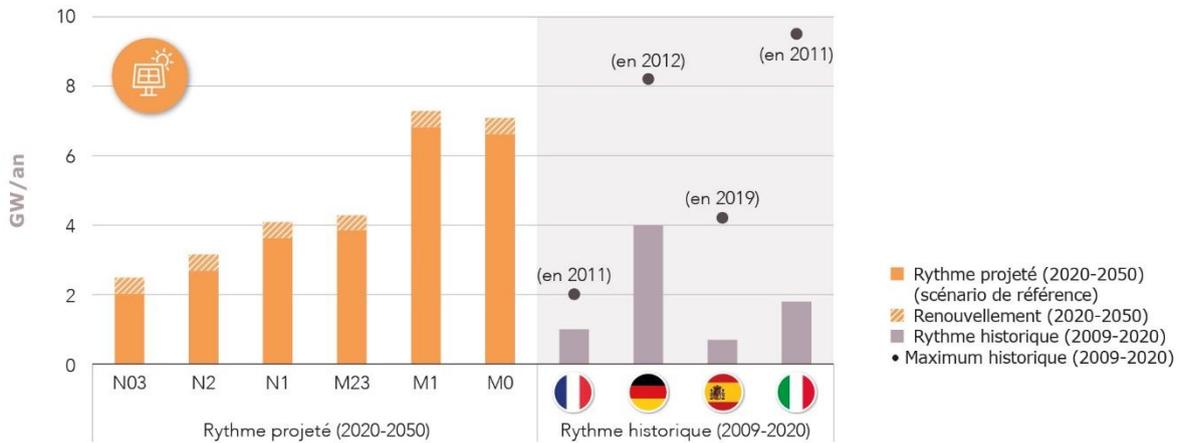


Figure 13 : Rythmes de déploiement du photovoltaïque par scénario de l'étude « Futurs énergétiques 2050 » et comparaison avec le rythme historique (Source : RTE « Futurs énergétiques 2050 »)

Dans son étude « Futurs énergétiques 2050 », RTE estime que le parc photovoltaïque pourrait atteindre **en 2050 entre 70 et 118 GW**, dans les scénarios avec construction de nouveaux réacteurs nucléaires, et **entre 125 et 214 GW** dans les scénarios 100% sans construction de nouveaux réacteurs, soit entre 7 à 20 fois plus que la capacité installée fin 2020. Quel que soit le scénario, le **rythme de déploiement du photovoltaïque devra être plus sensiblement important que celui constaté ces dernières années** (2021 mis à part) afin d'atteindre les objectifs de la présente programmation pluriannuelle de l'énergie.

Quels sont les enjeux environnementaux liés au développement du photovoltaïque ?

Les projets photovoltaïques au sol doivent, dans tous les cas, réaliser une étude d'impact, permettant de prendre en compte les enjeux locaux notamment en termes de biodiversité ou de paysage. Ils doivent mettre en place des mesures de minimisation des impacts potentiels. Les installations peuvent également, si nécessaire, faire l'objet d'un suivi environnemental.

Afin **d'utiliser au maximum le foncier déjà bâti**, les lois énergie-climat (2019), climat et résilience du (2021), ainsi que la loi pour l'accélération de la production d'énergies renouvelables (2023) ont mis en place des obligations conduisant à installer des projets photovoltaïques sur les bâtiments et parkings à usage commercial, industriel ou artisanal, les constructions d'entrepôt, de hangars et de parcs de stationnement couvertes de plus de 500 m² d'emprise au sol.

	Date de l'autorisation d'urbanisme		
	01/01/2024	01/07/2026	01/07/2027
Bâtiments commerciaux/industriels artisanaux/Entrepôts/Hangars	500 m ² 30 %	500 m ² 40 %	500 m ² 50 %
Bureaux Hôpitaux Ecoles	1000 m ² 30 %	1000 m ² 40 %	1000 m ² 50 %
Parkings extérieurs neuf ou en rénovation lourde	500 m ² 50 %		

Synthèse des obligations de solarisation pour les constructions nouvelles

01/01/2026	Si renouvellement de concession du parking: 01/07/2028
------------	---

Parkings	1500 m ² 50 %	1500 m ² 50 %
Bâtiments commerciaux/industriels artisanaux/Entrepôts/Hangars Bureaux/Hôpitaux/Ecoles	500 m ² Taux de couverture non défini	

Figure 14 : Synthèse des obligations de solarisation pour les infrastructures existantes

Le photovoltaïque a également vocation à se développer prioritairement sur **d'autres espaces anthropisés** : friches, délaissés autoroutiers et ferroviaires...

Enfin, la loi pour l'accélération de la production d'énergies renouvelables a défini le concept d'agrivoltaïsme et encadré de manière stricte le développement du photovoltaïque sur **espaces naturels, agricoles et forestiers**. L'agrivoltaïsme, qui sera amené à se développer dans les prochaines années permettra ainsi d'éviter les conflits d'usage.

La loi climat résilience prévoit des dispositions techniques à respecter (espacement, réversibilité...) afin de garantir que les projets photovoltaïques ne consomment pas d'espace naturel, agricole et forestier.

Quels sont les enjeux économiques du développement du photovoltaïque ?

L'ADEME estime que la filière photovoltaïque génère **20 000 emplois direct et indirects en 2021**. L'atteinte des objectifs prévus pour 2028 permettrait de générer 7 000 emplois supplémentaires⁷.

Le coût de production des installations photovoltaïques a **fortement diminué ces dernières années** à l'exception des années 2022-2023. Pour le photovoltaïque au sol, il est passé de 555-590 €/MWh en 2008 à 57-71€/MWh en 2019, et devrait encore diminuer avec un coût estimé entre 23 et 32 €/MWh en 2050 en France métropolitaine.

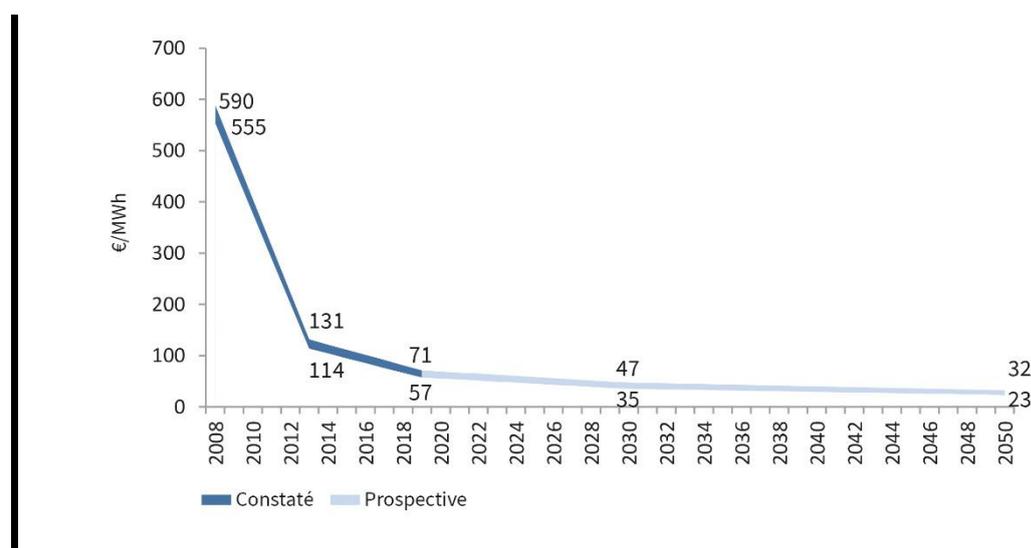


Figure 15 : Evolution du coût moyen de production (LCOE) des centrales photovoltaïques au sol en France (Source : Etude ADEME « Coûts des énergies renouvelables et de récupération en France », données 2019)

⁷ Évaluation et analyse de la contribution des énergies renouvelables à l'économie de la France et de ses territoires, EY/SER, 2020.

De même, pour le photovoltaïque sur bâtiment, le coût de production est passé de 469-573 €/MWh en 2008 à 78-91€/MWh en 2019, et devrait encore diminuer avec un coût estimé entre 25 et 38 €/MWh en 2050 en France métropolitaine.

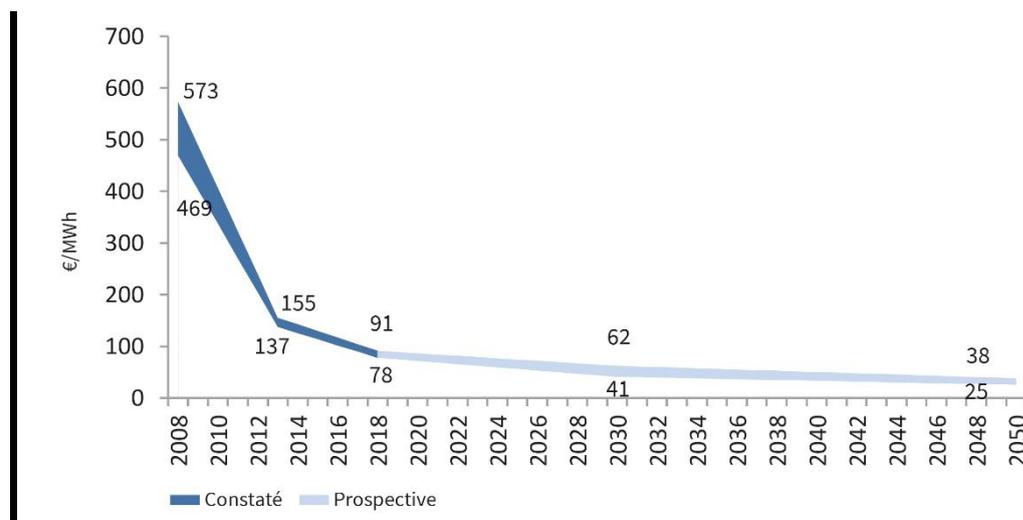


Figure 16 : Evolution du coût moyen de production (LCOE) des installations photovoltaïques sur grandes toitures en France (Source : Etude ADEME « Coûts des énergies renouvelables et de récupération en France », données 2019)

Toutefois, les projets photovoltaïques font face à court terme à une forte inflation de leurs coûts du fait des perturbations mondiales de la chaîne d'approvisionnement et de tensions sur le marché des matières premières, qui ont récemment causé une augmentation des tarifs d'achat.

Les centrales de production d'énergie électrique d'origine photovoltaïque dont la puissance est supérieure ou égale à 100 kilowatts génèrent une taxe prélevée au profit des collectivités territoriales ou d'organismes divers, nommée imposition forfaitaire des entreprises de réseaux (IFER). Son montant s'élève à 3,479 €/kW pendant les vingt premières années d'imposition pour passer à 8,36€/kW ensuite.

Comment soutenir le développement du photovoltaïque ?

Pour accompagner le développement du photovoltaïque, les installations peuvent bénéficier de **deux dispositifs de soutien de l'Etat** (voir fiche thématique n°10) :

- Un **soutien par arrêté tarifaire** pour les projets photovoltaïques sur bâtiment, hangar ou ombrière. Limité aux projets de moins de 100 kW auparavant, ce guichet a été ouvert aux projets de moins de 500 kW en octobre 2021 ;
- Un **soutien par appels d'offres** pour les projets sur bâtiment, hangar, ombrière ou serre et dont la puissance est supérieure à 500 kW, mais aussi pour les projets au sol, les projets en autoconsommation et les projets innovants.

Les dispositifs de soutien ont vocation à **faciliter l'émergence d'une filière industrielle européenne du photovoltaïque** :

- Les installations doivent présenter un bilan carbone inférieur à un certain seuil, fixé par dispositif de soutien, pour être éligibles
- les critères de notation permettent de prendre en compte l'impact environnemental des projets (bilan carbone...)
- de nouveaux critères d'éligibilité et de notation découlant du règlement européen **Net Zero Industrial Act** seront étudiés et introduits si jugé pertinent.

FICHE THEMATIQUE N°4 : L'HYDROELECTRICITE

Qu'est-ce que l'hydroélectricité ?

L'hydroélectricité **transforme l'énergie des lacs et des cours d'eau en électricité**. Une installation hydroélectrique est généralement composée **d'un ouvrage de retenue** (barrage) permettant, le cas échéant, de stocker l'eau et de l'orienter vers une **usine de production**. **Dans celle-ci, elle met en mouvement une turbine associée à un alternateur afin de produire de l'électricité**. La puissance électrique est proportionnelle, en fonction de l'installation, à la hauteur de chute et au débit turbiné.

Les installations se répartissent en plusieurs catégories en fonction de leurs caractéristiques : des centrales au fil de l'eau qui turbinent tout ou partie du débit d'un cours d'eau, jusqu'aux centrales « de lac » qui disposent d'une grande retenue et peuvent stocker l'eau pendant plusieurs mois pour produire de l'électricité à la demande.

Il existe également des **stations de transfert d'énergie par pompage (STEP)** qui sont des centrales hydroélectriques fonctionnant entre deux retenues d'eau d'altitudes différentes et permettent de stocker de l'électricité à grande échelle : ces installations pompent des volumes d'eau pendant les périodes de moindre consommation d'électricité vers le réservoir supérieur et les turbinent pendant les pics de consommation électrique.

Quel est l'état des lieux de la filière ?

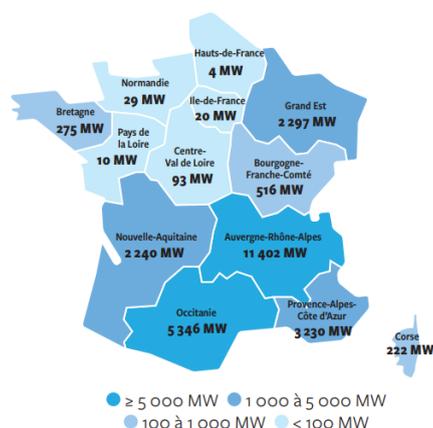


Figure 17 : Puissance hydraulique installée par région (Source : Panorama de l'électricité renouvelable au 31 décembre 2023 Agence Ore-Enedis-RTE-SER)

Avec une puissance installée de plus de 26,2 GW, dont 25,7 GW en France continentale, la France est **historiquement bien équipée grâce à un développement important des ouvrages hydroélectriques dès le début et tout au long du vingtième siècle**. Comme les années précédentes, en 2023, l'hydroélectricité a représenté la **première source d'électricité renouvelable en France** (avec près de 55 TWh soit environ 40 % de la production électrique renouvelable) et la deuxième source de production électrique derrière le nucléaire.

Grâce aux centrales de lac et aux STEP, la filière hydroélectrique est **particulièrement importante pour le système électrique, notamment en termes d'équilibre et de sécurisation du réseau**. Les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) et les barrages hydroélectriques constituent actuellement le moyen de

stockage à grande échelle le plus important en France (environ 5 GW de STEP et 13 GW d'hydraulique avec réservoir).

Juridiquement, les installations hydroélectriques sont exploitées soit sous le régime de la concession (pour celles ayant une puissance maximale supérieure à 4,5 MW) ou sous celui de l'autorisation environnementale (pour celles ayant une puissance maximale inférieure à 4,5 MW).

La **grande majorité de la production est assurée par les installations de plus de 10 MW**, exploitées principalement par 3 concessionnaires : Électricité de France, la Compagnie nationale du Rhône et la Société hydroélectrique du Midi. Les régions du sud et de l'est de la France métropolitaine concentrent la très grande majorité des capacités de production hydroélectriques qui sont situées principalement dans les massifs montagneux des Alpes, du Massif Central, des Pyrénées et du Jura et le long du Rhône et du Rhin. Les départements d'outre-mer de La Réunion et de la Guyane sont également bien équipés en installations hydroélectriques (qui représentent 50% de la production électrique guyanaise). La petite hydroélectricité, intégrant les installations de moins de 10 MW, constitue quant à elle la grande majorité du nombre des installations hydroélectriques avec plus de 2 300 centrales qui représentent plus de 2 GW de puissance électrique installée et plus de 10 % de la production hydroélectrique.

L'enjeu actuel pour l'État est **d'assurer la modernisation et la compatibilité du parc hydroélectrique aux exigences accrues de sécurité et de protection et de restauration de l'environnement**, et de **permettre le développement des capacités hydroélectriques et de stockage**.

Quels étaient les objectifs de la deuxième programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE2) ?

La PPE2 adoptée en avril 2020 visait à augmenter la puissance hydroélectrique installée en France continentale de l'ordre de 200 MW d'ici 2023 (soit 25,7 GW), et de 900 MW à 1200 MW d'ici 2028 (soit de 26,4 à 26,7 GW), pour permettre une production supplémentaire de l'ordre de 3 à 4 TWh dont environ 60% par l'optimisation d'aménagements existants.

Concernant les STEP, la PPE2 fixait comme objectif d'engager d'ici à 2023 les démarches permettant le **développement de STEP pour un potentiel de 1,5 GW**, en vue des mises en service des installations entre 2030 et 2035. Dans cette optique, une consultation publique a été lancée au printemps 2023 pour déterminer le cadre économique propice au développement des STEP et l'éventuelle nécessité d'un soutien public. Ces travaux se poursuivent et pourront notamment être mis en œuvre lors de la procédure d'attribution de la **nouvelle concession de STEP des Lacs blanc et noir**, dans le Haut-Rhin, pour laquelle une procédure d'octroi est en préparation. En outre, un avenant à la concession de Saut-Mortier a approuvé en janvier 2024 le **nouveau projet de STEP** d'une puissance de pompage de 18 MW permettant de développer la flexibilité énergétique de la chaîne hydroélectrique de l'Ain (450 MW) et de mieux concilier les usages autour de la ressource en eau.

Plusieurs mesures ont également été prises pour soutenir le développement de la filière et accroître la puissance installée en prenant en compte l'ensemble des enjeux, en particulier environnementaux.

Il s'agit notamment **d'un soutien économique pour les installations autorisées** selon le principe d'un arrêté tarifaire (l'État reverse un soutien à la production d'électricité en fonction des caractéristiques de l'installation et des investissements qui ont été nécessaires) ou via un appel d'offres. A partir de 2024, un nouvel appel d'offres « petite hydroélectricité », d'un volume de 105 MW répartis sur 3 périodes a été lancé et la première période s'est clôturée le 4 mars 2024. Ce troisième appel d'offres succède au deuxième appel

d'offres « petite hydroélectricité », qui s'était déroulé sur 5 périodes de 35 MW entre 2017 et 2023 soit 175 MW.

Pour les concessions hydroélectriques, la loi énergie climat du 8 novembre 2019, a ouvert la possibilité de **procéder à des augmentations de puissance** par déclaration, sous certaines conditions. Cette possibilité, précisée au sein de la loi relative à l'accélération de la production des énergies renouvelables du 10 mars 2023 a permis, au 1^{er} juillet 2024, d'approuver près de 60 MW d'augmentations de puissance au sein des concessions hydroélectriques.

Plus spécifiquement, la concession de la Compagnie nationale du Rhône **a été prolongée par la loi du 28 février 2022 relative à l'aménagement du Rhône jusqu'en 2041**. Cette prolongation a notamment permis d'inscrire au sein du cahier des charges annexé à la loi la réalisation de plans quinquennaux d'investissements et d'un programme de travaux supplémentaires. Les plans quinquennaux d'investissements disposent d'un volet relatif au **développement de la production d'énergie hydraulique ou d'autres sources d'énergies** et sont mobilisés pour la construction d'un nouvel petit aménagement hydroélectrique de 8 MW et la réalisation d'une étude du potentiel hydroélectrique résiduel sur l'ensemble du Rhône. Le programme de travaux supplémentaire prévoit quant à lui la réalisation de l'augmentation de puissance de la centrale de Montélimar et la réalisation de 6 petites centrales hydrauliques couplées à des passes à poissons.

Plusieurs mesures complémentaires sont également à l'étude, **telles qu'un soutien à la rénovation des installations de puissance comprise entre 1 et 4,5 MW**. Enfin, quelques projets de nouvelles concessions sont en cours d'examen.

Les objectifs de la **PPE2 ont été atteints en 2023 avec l'atteinte de la cible de 25.7 GW** de puissance installée pour l'hydroélectricité.

Quels sont les enjeux relatifs au renouvellement des contrats de concession ?

Le renouvellement des concessions hydroélectriques fait l'objet de discussions entre les autorités françaises et la Commission européenne, à la suite de deux mises en demeure intervenues en 2015 et 2019.

La résolution de cette situation est nécessaire pour relancer les investissements sur les installations hydroélectriques. Différentes options seront étudiées, en poursuivant les objectifs suivants :

- relancer rapidement des projets de développement du parc hydraulique français, dont des projets de STEP ;
- garder la pleine maîtrise du parc hydroélectrique ;
- favoriser les synergies dans les multi-usages de l'eau, au regard des activités nucléaires de la gestion de la ressource, dans un contexte de dérèglement climatique et de nécessaire conciliation des usages de cette ressource ;
- faire en sorte que l'ensemble des bénéfices générés par l'exploitation des concessions bénéficient *in fine* à la collectivité ;
- disposer de contrats souples, avec des possibilités de modifications assez larges, pour adapter ces derniers aux évolutions des besoins

Quels sont les objectifs à plus long terme ?

Dans tous les scénarios envisagés par RTE dans son étude « Futurs énergétiques 2050 », les objectifs de développement des installations hydroélectriques à horizon 2050 sont identiques : 30 GW dont 8 GW de STEP contre 26 GW dont 5 GW de STEP aujourd'hui. Dans son bilan prévisionnel 2035, RTE conclut aussi à une anticipation des besoins additionnels en capacité de flexibilité, de l'ordre de plusieurs gigawatts, dès 2030 contre 2035 précédemment.

Le développement du stockage hydraulique (les STEP) est ainsi **considéré comme « sans regret » du point de vue technique ou économique**. Le développement des capacités hydroélectriques ne pourra se faire qu'en prenant en compte les enjeux environnementaux - notamment en termes de biodiversité, hydrologiques avec la baisse annoncée des débits en raison du changement climatique, et économiques pour assurer la viabilité des installations de stockage en particulier.

Quel bilan environnemental ?

Par nature, les installations hydroélectriques se situent au sein des écosystèmes aquatiques. Afin de préserver la qualité des milieux aquatiques et de garantir les autres usages de l'eau, **la réglementation environnementale applicable aux ouvrages hydroélectriques a été sensiblement renforcée** : maintien d'un débit minimum dans le cours d'eau, aménagements de rétablissement de la continuité écologique, dispositifs pour limiter la mortalité piscicole, etc.

Les projets hydroélectriques soulèvent des problématiques environnementales très différentes suivant la nature du projet (équipement d'un barrage existant ou nouvelles installations sur un site vierge), la taille du projet et selon le lieu d'implantation (sensibilité environnementale des sites). Il convient de considérer notamment les questions de circulation des poissons, de transit des sédiments, de modification du régime hydrologique incluant les variations de débit et liées à l'effet retenue (ennoisement et modification du régime de thermie des eaux). Enfin, quel que soit le projet, les effets cumulés sont à évaluer lorsque des ouvrages équipent déjà le cours d'eau concerné, notamment en termes de continuité écologique ou lorsqu'un ennoisement est envisagé.

Ainsi, les suréquipements ou les nouveaux aménagements permettant d'améliorer la flexibilité du parc doivent être priorités en comparaison avec des projets de faible puissance sur des sites présentant une sensibilité environnementale particulière, au coût plus élevé et au bénéfice moins important pour le système électrique au regard de leur impact environnemental. En outre, les renouvellements des titres d'exploitation peuvent être l'occasion de réduire les impacts existants pour améliorer l'état des masses d'eau concernées par ces aménagements.

Les retenues hydroélectriques participent également plus généralement à la gestion équilibrée et durable de la ressource en eau. Ainsi, une majorité des retenues exploitées sous le régime de la concession possède au moins une destination secondaire aux côtés de la production hydroélectrique. Ces retenues peuvent ainsi participer à l'alimentation des réseaux d'eau potable ou des cours d'eau durant la période d'étiage, à l'irrigation agricole, à l'alimentation des canaux de navigation, à des usages touristiques ou à d'autres usages économiques ou industriels. Dans un contexte de changement climatique, la prise en compte de l'ensemble des autres usages de l'eau lors du renouvellement des titres d'exploitation est un enjeu majeur, sans pour autant remettre en cause le rôle déterminant de la préservation de la flexibilité des installations hydroélectriques pour le réseau électrique.

L'énergie hydraulique produit de l'électricité bas-carbone. Selon l'étude « Futurs énergétiques 2050 » de RTE, l'hydroélectricité se distingue aujourd'hui par une **empreinte carbone particulièrement faible** (6 g CO₂eq/kWh), nettement inférieure à celle de centrales thermiques fossiles.

Quels sont les enjeux économiques et financiers ?

En 2021, le marché de l'hydroélectricité s'élève à 4.3 Mds€⁸, dont 3.6 Mds€ pour la production d'électricité (exploitation, maintenance, vente d'énergie). Le montant des investissements intérieurs réalisés dans l'hydroélectricité, notamment pour la rénovation et la modernisation du parc, s'élevait à 704 M€ en 2021. La filière représentait environ **13 000 emplois** en 2021. Il s'agit ici des emplois directs associés au marché de l'hydroélectricité (ne sont pas inclus les emplois indirects comme les fournisseurs des fabricants). En raison de la localisation des installations hydroélectriques, **une partie de ces emplois et de l'activité économique et des ressources fiscales générées par la production hydroélectrique se situe dans les différentes vallées françaises**, au cœur de territoires parfois éloignés des métropoles.

Les secteurs d'activités se répartissent de la manière suivante : D'abord, le secteur de l'« équipement » : fabrication de turbines, de conduites et d'autres équipements (hydromécaniques, roues, régulateurs), ensuite, le « génie civil » : construction et rénovation des barrages (dispositifs de continuité écologique compris), incluant les études techniques préalables et enfin la « production d'énergie » : vente d'électricité, exploitation, entretien et maintenance courante, qui représente la plus grande partie des emplois directs (plus de 10 000 emplois). On compte en France environ 1700 exploitants de petites et grosses centrales hydroélectriques, une vingtaine de fabricants de turbines et conduites, une soixantaine de bureaux d'études (environnement et expertise technique), une quinzaine de fournisseurs de matériels électriques et électrotechniques spécifiques.

La France dispose d'une **filiale industrielle solide, composée de nombreuses entreprises de toutes tailles**, intervenant notamment dans l'électronique, le génie civil, les automatismes, la fabrication de turbines et de conduites forcées. La filière française exporte largement son savoir-faire à l'étranger.

Le **coût de l'hydroélectricité est très variable** en fonction des différents types d'installations. Il peut s'étendre de 30 €/MWh à 90 €/MWh entre les grandes installations au fil de l'eau et celles de lac. Le coût de la petite hydroélectricité est en moyenne plus élevé et plus dispersé, il s'étend de 37 €/MWh à plus de 200 €/MWh⁹ pour les installations neuves.

En raison du développement relatif modeste envisagé de la production hydroélectrique, le nombre d'emplois ou les besoins de formation du secteur ne devraient pas significativement évoluer par rapport à leur niveau actuel. La résolution des précontentieux sur le renouvellement des concessions hydroélectriques permettrait également d'améliorer la visibilité de la filière quant aux investissements futurs.

⁸ ADEME, Marchés et emplois concourant à la transition énergétique dans les secteurs des énergies renouvelables et de récupération, de transports terrestres et du bâtiment résidentiel, Situation 2019-2021, Estimation préliminaire vs. Objectifs PPE-SNBC 2022. Chiffres provisoires pour 2021

⁹ Commission de régulation de l'énergie, Janvier 2020, Coûts et rentabilités de la petite hydroélectricité en métropole continentale

FICHE THEMATIQUE N°5 : LE PARC NUCLEAIRE EXISTANT

Quel est l'état du parc nucléaire français en 2024 ?

Le parc nucléaire français est constitué de 57 réacteurs de production d'électricité répartis sur 18 sites différents, pour une puissance installée de 62,9 GWe. Ces réacteurs, exploités par EDF, reposent tous sur la même technologie dite « à eau sous pression » et se répartissent en différents paliers standardisés selon la puissance des réacteurs :

- 34 réacteurs de 900 mégawatts électriques (MWe) ;
- 20 réacteurs de 1300 MWe ;
- 4 réacteurs de 1450 MWe ;
- 1 réacteur de 1650 MWe, à savoir le réacteur de technologie EPR de Flamanville 3, mis en service en mai 2024.

Le parc nucléaire a assuré en 2023 la production de 320 TWh, soit 65 % de la production électrique française totale.



Figure 18 : Les réacteurs électronucléaires français en fonctionnement en 2024

L'autorisation d'exploitation délivrée pour chaque réacteur nucléaire n'est pas limitée dans le temps. Au-delà des arrêts réguliers pour maintenance et rechargement du combustible, l'exploitant EDF doit procéder tous les dix ans à une visite décennale de chaque réacteur, au cours de laquelle la conformité au référentiel d'autorisation initial est vérifiée. Dans ce contexte également, des améliorations de sûreté sont mises en œuvre pour atteindre un niveau d'exigence renforcé. Ce niveau est revu continuellement par l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) en fonction du retour d'expérience, des meilleures pratiques et des travaux de l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA). L'ASN se prononce à l'issue de chaque visite décennale sur la poursuite du fonctionnement du réacteur concerné.

Quels sont les coûts de production de l'électricité d'origine nucléaire ?

Le coût de production de l'électricité nucléaire est constitué de plusieurs composantes relatives respectivement : aux investissements pour la construction de l'installation, aux investissements de jouvence et de maintenance, aux dépenses d'exploitation, par exemple de personnel ou de combustible, au démantèlement, à la gestion des déchets et à une rémunération « normale » du capital initial investi tout au long de la construction et de l'exploitation des réacteurs.

La Cour des comptes estime, dans son rapport sur « [L'analyse des coûts du système de production électrique en France](#) » le coût du nucléaire à un montant compris entre 43,8 et 64,8 €/MWh pour les années 2011 à 2020. Ce coût inclut les dépenses de fonctionnement et de démantèlement des réacteurs, ainsi que l'investissement initial amorti sur l'ensemble de la durée de vie du parc existant.

Quelles sont les caractéristiques de la filière nucléaire française ?

La [filière nucléaire](#) emploie environ **220 000 salariés** (emplois directs et indirects) en France, soit 6,7 % de l'emploi industriel, et mobilise près de 3 000 entreprises pour un chiffre d'affaires total de l'ordre de 50 Md€ par an. La filière investit un montant de l'ordre de 1 Md€ dans la recherche et le développement chaque année, hors soutiens prévus par les plans France Relance et France 2030 du Gouvernement. Les **PME représentent 65 % des entreprises de la filière**, contre 3,5 % pour les grands groupes et les exploitants (EDF). La filière nucléaire française est présente sur la quasi-intégralité des métiers du nucléaire civil.

Quelle gestion du combustible et des déchets nucléaires ?

Les réacteurs nucléaires français utilisent comme combustible de **l'uranium naturel enrichi (UNE)**. Celui-ci est conditionné sous forme de pastilles d'oxyde d'uranium placées dans des assemblages métalliques. La France dispose d'une **industrie couvrant les principales étapes de gestion du combustible nucléaire**, comprenant notamment son **élaboration, le retraitement des combustibles usés et la gestion des déchets ultimes**.

En France, les combustibles usés sont retraités après leur première utilisation en réacteurs. Le plutonium issu du retraitement est réutilisé pour fabriquer du combustible dit de type MOx, utilisé dans certains réacteurs du parc français. Cette gestion permet une économie d'uranium naturel de 20 à 25%, une division par 4 du nombre de combustibles usés à entreposer et un meilleur conditionnement des déchets ultimes.

Les matières et les déchets radioactifs produits par le parc électronucléaire doivent **être gérés de façon durable, dans le respect de la protection de la santé des personnes, de la sécurité et de l'environnement**, conformément aux dispositions du code de l'environnement. A cette fin, le [plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs](#) (PNGMDR) constitue un outil privilégié, selon le cadre fixé par la loi de programme du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et des déchets radioactifs. Il vise principalement à dresser un **bilan régulier de la politique de gestion de ces substances radioactives, à évaluer les besoins nouveaux et à déterminer les objectifs à atteindre à l'avenir, notamment en matière d'études et de recherches**.

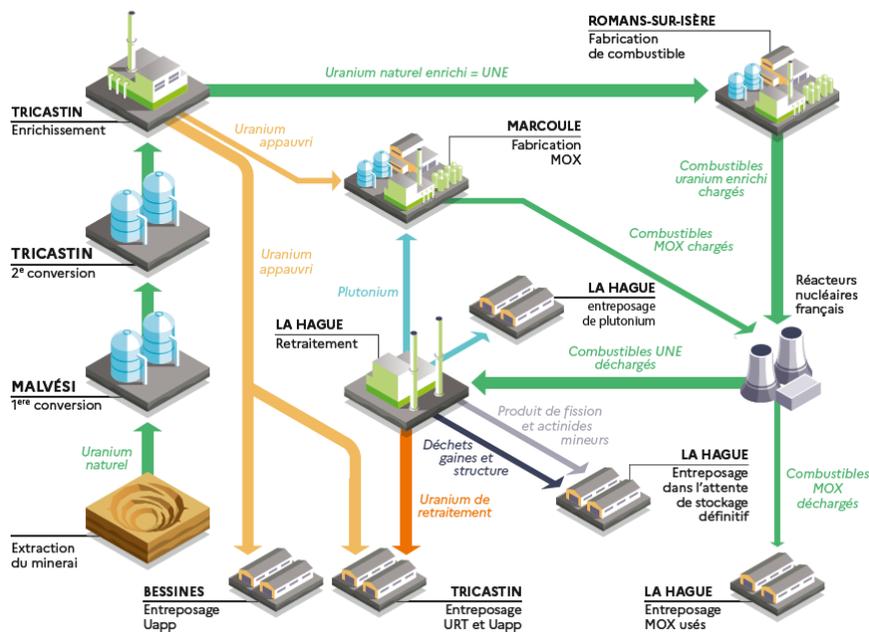


Figure 19 : Les installations françaises du cycle du combustible nucléaire en 2024

Le parc nucléaire produit des **déchets radioactifs classés selon leur activité** (très faible, faible, moyenne ou haute) **et le temps nécessaire à ce que leur activité soit significativement réduite** (vie courte ou vie longue). Des filières de gestion à long terme sont d'ores et déjà établies pour les déchets de très faible activité, de faible activité à vie courte et de moyenne activité à vie courte. Ces déchets représentent environ 97 % du volume des déchets radioactifs. La mise en œuvre de solutions de gestion à long terme est en cours de définition pour les déchets de faible activité à vie longue et pour les déchets de haute activité et de moyenne activité à vie longue, à travers le projet Cigéo de stockage en couche géologique profonde, mis en œuvre par l'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs.

Qui gère les enjeux de sûreté nucléaire ?

Le choix historique français de l'énergie nucléaire implique une **gestion selon le plus haut niveau d'exigence des enjeux en matière de sûreté nucléaire**. En effet, au regard des risques ou inconvénients particuliers que peuvent présenter les installations nucléaires ou le transport de substances radioactives en termes de sécurité, de santé, de protection de la nature et de l'environnement, l'exploitation de l'énergie nucléaire se fait dans un cadre spécifique.

Ce cadre repose en premier lieu sur la responsabilité première des exploitants des installations nucléaires, publics comme privés, qui doivent se conformer au cadre juridique en place. Au niveau de l'Etat, les missions relatives à la sûreté nucléaire sont réparties entre le ministre chargé de la sûreté nucléaire et deux organismes dédiés, dont la gouvernance a fortement évolué depuis trente ans pour s'adapter aux enjeux de sûreté nucléaire :

- L'Autorité de sûreté nucléaire (ASN), créée en 2006 par la loi n° 2006-686 relative à la transparence et à la sûreté nucléaire, est une autorité administrative indépendante qui exerce actuellement des missions de contrôle des activités et des exploitants nucléaires civils ainsi que des missions d'information du public. En situation d'urgence radiologique, elle est chargée de proposer aux pouvoirs publics les actions de protection à mettre en place pour protéger la population et l'environnement. Elle dispose d'expertises internes sur certains champs spécifiques, notamment sur la protection de l'environnement et les équipements sous pression nucléaires.

- L'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN), placé sous la tutelle conjointe des ministres chargés de l'environnement, de la défense, de l'énergie, de la recherche et de la santé, est un établissement public d'expertise et de recherche qui est notamment chargé d'une mission d'appui technique aux autorités publiques compétentes en sûreté, radioprotection et sécurité, et assure également certaines missions de service public, notamment en matière de surveillance de l'environnement et des personnes exposées aux rayonnements ionisants. Il dispose de compétences d'expertise généralistes et spécialisées, et de capacités de recherche.

Le ministre chargé de la sûreté nucléaire définit quant à lui, après avis de l'ASN, la réglementation générale applicable aux installations nucléaires de base (INB) et celle relative à la construction et à l'utilisation des équipements sous pression (ESP) spécialement conçus pour ces installations (ESPN). Ce même ministre prend, également après avis de l'ASN, les décisions individuelles majeures concernant :

- la conception, la construction, le fonctionnement et le démantèlement des INB ;
- la conception, la construction, le fonctionnement, la fermeture et le démantèlement ainsi que la surveillance des installations de stockage de déchets radioactifs.

Afin de maintenir l'excellence du contrôle en sûreté et en radioprotection dans le futur, et au regard des enjeux associés à la relance de l'énergie nucléaire en France souhaitée par le Gouvernement, celui-ci a proposé une évolution de la gouvernance de la sûreté nucléaire et de la radioprotection afin de répondre efficacement à ces défis.

Le 9 avril 2024, le Parlement français a adopté définitivement la loi relative à l'organisation de la gouvernance de la sûreté nucléaire et de la radioprotection pour répondre au défi de la relance de la filière nucléaire, qui repose sur la mise en place d'une nouvelle Autorité indépendante de sûreté nucléaire civile et de radioprotection (ASRN). Cette future autorité sera, comme aujourd'hui pour l'ASN, indépendante du Gouvernement et des exploitants. Elle réunira les activités actuelles de l'ASN et de l'IRSN à compter du 1^{er} janvier 2025, notamment les activités d'expertise, d'instruction, d'autorisation et de contrôle en matière de sûreté nucléaire des installations civiles.

Quelles sont les émissions de gaz à effet de serre de la filière nucléaire ?

Le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) a publié des données sur l'impact carbone de la filière nucléaire dans le son 5^{ème} rapport d'évaluation sur le changement climatique publié en 2014. Il retient une fourchette mondiale comprise entre 3,7 gCO₂/kWh et 110 gCO₂/kWh sur l'ensemble du cycle de vie de l'uranium (y compris l'extraction de l'uranium, le démantèlement des installations et la gestion à long terme des déchets), avec une valeur médiane de 12 gCO₂/kWh.

La programmation pluriannuelle de l'énergie 2019-2028 a **retenu cette valeur médiane du GIEC de 12 gCO₂/kWh pour le cycle français**. Le CEA a estimé, [dans une étude de 2014](#), que la grande majorité ces émissions de gaz à effet de serre liées au nucléaires est imputable à la phase de construction des réacteurs, puis, par ordre décroissant, à l'extraction, la conversion et l'enrichissement de l'uranium. [Certaines études faites à l'échelle de la France](#) conduisent à des niveaux inférieurs à 12gCO₂/kWh.

Quels sont les enjeux liés au parc nucléaire existant ?

Un total de 52 réacteurs en fonctionnement en 2024 ont été mis en service au cours d'une période de 15 années environ entre 1979 et 1994. A la fin de l'année 2023, la durée de fonctionnement des réacteurs en fonctionnement en France était comprise entre 21 ans (Civaux 2) et 44 ans (Bugey 2), pour une moyenne de 37 ans.

La programmation pluriannuelle de l'énergie 2019-2028 (PPE2) avait posé des jalons, en visant **l'arrêt, outre les deux réacteurs de Fessenheim en 2020, de 12 réacteurs à l'horizon de leur cinquième visite décennale d'ici à 2035**. Plus globalement, le principe était retenu de l'arrêt des réacteurs concernés à l'horizon de leur cinquième visite décennale, avec des arrêts anticipés pour certains d'entre eux. Ces orientations étaient assorties de demandes d'études adressées à la filière nucléaire afin d'envisager la construction de capacités nouvelles et les calendriers afférents.

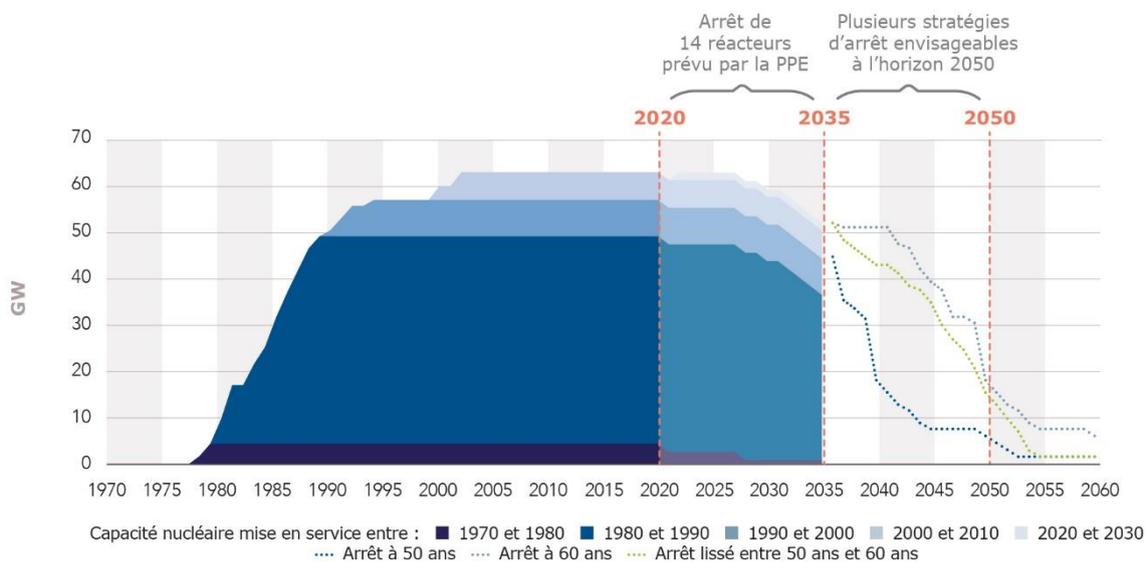


Figure 20 : Illustration du risque « d'effet falaise » en cas d'arrêts de nombreux réacteurs en fonctionnement pendant une période relativement brève (Source : RTE « Futurs énergétiques 2050 »)

Les réacteurs mis en service entre 1978 et 1980 atteignent leurs quatrièmes visites décennales. Cela induit des enjeux de jouvence, de maintenance et de renforcement du niveau de sûreté pour répondre à l'évolution des exigences en la matière. **Les investissements correspondants font l'objet du programme de « grand carénage » mis en œuvre par EDF.** Le coût initial de ce programme était estimé par EDF en 2020 à 50,2 Md€ courants¹⁰ pour la période 2014-2025. Ce programme se poursuivra au-delà de 2025 et EDF estime à environ 33 Md€ courants¹¹ l'investissement nécessaire sur la période 2022-2028, hors coûts induits par la prise en compte d'un phénomène récemment détecté de corrosion sous contrainte. Ce programme doit également intégrer les enjeux de résilience du parc nucléaire au changement climatique, à l'instar du programme « ADAPT » lancé par EDF.

La **possibilité de prolonger l'exploitation des réacteurs actuellement en fonctionnement au-delà de leur cinquième visite décennale fait partie des options envisageables**, qui n'est toutefois pas acquise au plan technique, et **nécessitera une instruction réacteur par réacteur**. [L'ASN a indiqué, le 25 février 2021](#), que l'ensemble des dispositions prévues par EDF et celles qu'elle prescrit ouvraient effectivement la perspective d'une poursuite de fonctionnement des réacteurs de 900 MW pour les dix ans qui suivent leur quatrième réexamen périodique. En revanche, l'ASN a rappelé en 2022 que les **justifications pour une prolongation des réacteurs nucléaires actuellement en fonctionnement au-delà de leur sixième visite décennale n'étaient pas réunies à ce stade**. [L'ASN a publié en juin 2023](#) un avis sur les perspectives de poursuite du fonctionnement des réacteurs jusqu'à leurs 60 ans, sur la base des premières analyses d'EDF, en rappelant qu'elle prendrait

¹⁰ <https://www.edf.fr/sites/groupe/files/2022-03/edf-urd-rapport-financier-annuel-2021-fr-v2.pdf>

¹¹ <https://www.edf.fr/sites/groupe/files/2022-05/2022-05-04-cp-t1-2022-yc-annexes.pdf>

position sur les conditions de la poursuite de fonctionnement des réacteurs au-delà de 50 ans à l'occasion de leur 5^{ème} réexamen périodique. Dans cet avis, l'ASN indique avoir demandé à EDF de justifier d'ici la fin de l'année 2024 l'hypothèse d'une poursuite du fonctionnement des réacteurs actuels jusqu'à 60 ans et au-delà, pour permettre une instruction approfondie débouchant sur une prise de position de l'ASN à la fin de l'année 2026.

Le choix d'une stratégie de gestion du calendrier des arrêts définitifs des réacteurs les plus anciens constitue un **enjeu important et doit tenir compte de deux facteurs** :

- la **mise en œuvre de nombreux arrêts définitifs au cours d'une période relativement brève**, de l'ordre d'une quinzaine d'années, **nécessiterait de disposer d'un niveau suffisant de production électrique pour assurer dans le même temps la sécurité d'approvisionnement** ; cela entraînerait de devoir mettre en service avec suffisamment d'anticipation de nouveaux moyens de production pour faire face à cet effet falaise, et pourrait conduire à une surproduction d'électricité décarbonée dans les années précédant les fermetures qu'il conviendrait d'anticiper ;
- le rapport « **Futurs énergétiques 2050** » publié en octobre 2021 par RTE, gestionnaire du réseau de transport d'électricité, indique **qu'une réduction marquée des capacités de production nucléaire à l'horizon de l'année 2050 ferait reposer la sécurité d'approvisionnement sur des paris technologiques et industriels risqués** ; maintenir l'option de conserver une part significative d'électricité d'origine nucléaire dans le mix français à l'horizon de l'année 2050 nécessite de prévoir un calendrier d'arrêt des réacteurs existants compatible avec la mise en service de nouvelles capacités de production, afin de garantir la couverture des besoins.

D'un point de vue économique, les opérations de jouvence du parc existant visant à prolonger son fonctionnement sont rentables par comparaison à l'importance des investissements nécessaires pour renouveler le parc existant par des réacteurs de 3^{ème} génération.

En se fondant sur le rapport « Futurs énergétiques 2050 » publié par RTE, le Président de la République a annoncé, en février 2022, outre le développement massif des capacités de production renouvelables, son souhait que 6 nouveaux réacteurs de type EPR2 soient construits, pour une première mise en service à l'horizon 2035, et a demandé que des études soient lancées pour la construction de 8 réacteurs supplémentaires. Le **Président de la République a également exprimé son souhait que le fonctionnement des réacteurs existants soit prolongé, sous réserve du respect des exigences de sûreté**. Comme précisé dans la fiche thématique n°6, le Président de la République a également indiqué son souhait de promouvoir l'émergence de nouvelles technologies de réacteurs nucléaires. En envisageant cette relance, l'objectif du Gouvernement est d'atteindre la neutralité carbone d'ici 2050 en évitant les paris industriels les plus risqués.

Quelles sont les technologies envisageables pour une relance du nucléaire en France ?

Le mix électrique français repose actuellement, pour environ 70 % environ de sa production, sur le parc électronucléaire, composé de **57 réacteurs répartis dans 18 centrales**. Il est actuellement de ce fait l'un des moins émetteurs de carbone au monde parmi ceux des pays industrialisés. Le parc nucléaire français a majoritairement été construit sur une courte période d'environ une quinzaine d'années, de la fin des années 1970 au début des années 1990. De ce fait, la perspective de la mise à l'arrêt dans les deux décennies à venir, sur une période relativement brève, d'une majorité des réacteurs actuellement en fonctionnement doit ainsi être anticipée et préparée.

Dans cet objectif, la programmation pluriannuelle de l'énergie 2019-2028 (PPE2) a demandé à la filière nucléaire d'étudier les modalités de production de nouvelles capacités :

- **Le réacteur de type EPR2**, développé par EDF, constitue la **technologie disponible à court terme sur le segment de forte puissance** (environ 1 650 MW). Il est adapté aux caractéristiques du réseau électrique français.
- **Le développement de petits réacteurs modulaires** (ou *small modular reactors* – SMR), d'une puissance plus faible inférieure à 300 MW, a été également engagé à des phases de maturité moins avancées, avec notamment le soutien des plans France Relance et France 2030. Cette offre de faible puissance pourrait venir **compléter celle des réacteurs de forte puissance et serait également destinée à l'export**.

Qu'est-ce que l'EPR2 ?

L'EPR2 est un nouveau modèle de réacteur nucléaire de forte puissance développé par EDF à partir de l'EPR (*Evolutionary Power Reactor*), réacteur à eau pressurisée de 3^{ème} génération. Il intègre le retour d'expérience des projets EPR de Flamanville 3 en France, Olkiluoto 3 en Finlande, Taishan 1 et 2 en Chine et Hinkley Point C1 et 2 au Royaume-Uni afin d'améliorer sa constructibilité et de faciliter son exploitation. L'EPR2 intègre les exigences accrues post-Fukushima en matière de sûreté nucléaire. La conception du réacteur a atteint fin 2021 le stade de *basic design* (études de conception générale) et doit entrer en 2024 dans sa phase de *detailed design* (études détaillées), un effort d'ingénierie substantiel restant nécessaire pour atteindre le niveau de maturité requis pour la construction.

Quelles sont les enjeux de la construction d'un nouveau programme de construction d'EPR2 ?

Conformément aux demandes de la PPE2, le Gouvernement a procédé, dans le rapport « [Travaux relatifs au nouveau nucléaire – PPE 2019-2028](#) », publié en février 2022, à un **premier examen de la proposition industrielle d'EDF consistant à construire 3 nouvelles paires d'EPR2** (soit 6 réacteurs), avec des éléments d'analyse sur les coûts de ce programme, les capacités de la filière dans sa globalité à construire les nouveaux réacteurs, et les conséquences du renouvellement du parc sur le cycle du combustible et la gestion des déchets nucléaires. Les principales conclusions de ce rapport sont les suivantes :

- L'objectif de mise en service du premier réacteur est envisagé à l'horizon des années 2038-2040.
- EDF estime le **coût de construction d'un tel programme de 3 paires d'EPR2 à environ 52 Md€₂₀₂₀, hors coûts de financement**. Ce montant s'étalerait sur une durée totale de construction de près de 25 ans, pour une durée de fonctionnement des réacteurs estimée par EDF à 60 ans à compter de leur mise en service. Il comprend notamment diverses provisions pour risques, aléas et incertitudes par rapport au

programme sans marge. La robustesse de ces estimations a été auditée par des cabinets d'audit indépendants mandatés par le Gouvernement en 2019 et 2021. EDF conduit actuellement un travail de revue pour tenir compte notamment de l'avancement de la conception et des étapes de contractualisation réalisées. **Un nouvel audit des coûts, des risques et du calendrier sera mené par l'État le moment venu.**

- Le **coût de revient de l'électricité produite dépendra des coûts de construction et d'exploitation, mais aussi des coûts de financement de l'investissement.** À titre illustratif, les auditeurs mandatés par le Gouvernement ont réalisé en 2021 une première estimation de ce coût actualisé : il serait de l'ordre de 40 €₂₀₂₀/MWh pour un coût de capital de 1 %, de l'ordre de 60 €₂₀₂₀/MWh pour un coût du capital de 4 % et de l'ordre de 100 €₂₀₂₀/MWh pour un coût du capital de 7 %. **Le Gouvernement étudie les différentes modalités de financement et de régulation envisageables, dans la perspective de la décision finale d'investissement du conseil d'administration d'EDF.** Celles-ci devront faire l'objet d'un échange avec la Commission européenne, pour s'assurer de leur bonne adéquation au droit européen en matière d'aide d'Etat et de concurrence.
- Les déchets nucléaires qui résulteraient de la mise en place de ce programme de 6 EPR2 sont similaires à ceux produits par le parc actuel. Il n'est **pas identifié d'élément réhibitoire à leur accueil dans les stockages existants ou en projet.**
- La **capacité de la filière nucléaire à mener techniquement à bien le programme dans des conditions économiques satisfaisantes constitue un enjeu important.** Des plans d'action ont été engagés au sein de la filière pour assurer la maîtrise industrielle du programme.
- Les **enjeux locaux d'implantation** de nouveaux réacteurs ont amené EDF à pré-identifier de potentiels sites d'installation en **privilégiant les centrales existantes. Les concertations avec les territoires concernés**, qui seront conduites sous l'égide de la CNDP, **seront un enjeu important du succès du programme.**

La supervision par l'État du programme de construction d'EPR2 se poursuit. Des travaux sont notamment en cours concernant le devis et le calendrier du projet, la maturité technique du programme et la préparation de la filière industrielle. Ces actions bénéficient désormais du concours de la délégation de programme interministérielle au nouveau nucléaire, créée par décret en novembre 2022.

A la suite d'une saisine conjointe de la Commission nationale du débat public (CNDP) par EDF et RTE, agissant en qualité de maîtres d'ouvrage, un débat public portant sur un programme de 6 nouveaux réacteurs nucléaires en France et, plus particulièrement, sur l'implantation d'une première paire de réacteurs sur le site nucléaire de Penly s'est tenu sous l'égide d'une Commission particulière du débat public (CPDP) entre le 27 octobre 2022 et le 27 février 2023. Le compte rendu et le bilan du débat ont été publiés le 26 avril 2023 et sont accessibles sur le [site du débat public](#).

Que peuvent apporter les petits réacteurs modulaires (SMR) ?

Les petits réacteurs modulaires (ou *small modular reactors* - SMR) sont des réacteurs nucléaires d'une puissance généralement équivalente ou inférieure à 300 MW, qui reposent sur une **conception simple et modulaire permettant une production industrialisée**. La petite taille des SMR permet de concevoir des réacteurs facilement transportables sur site une fois assemblés, et ainsi de **diminuer les coûts, la durée et les risques associés à un chantier de construction**. Ces réacteurs sont conçus pour **compléter l'offre nucléaire classique de grande puissance**. Si un déploiement de tels réacteurs en France est envisageable, ils seraient également destinés à l'export.

L'intérêt international pour le marché des SMR est croissant au cours des dernières années, même si des incertitudes subsistent. **Plus de 70 concepts de SMR sont aujourd'hui en cours de développement** dans le monde, à des stades de maturité divers. La contribution précise des SMR à la production nucléaire à l'horizon de l'année 2050 pourra être précisée au fur et à mesure de leur développement technologique, industriel et commercial.

La filière nucléaire française travaille depuis 2016 sur le **projet Nuward** de développement d'un petit réacteur modulaire à eau pressurisée. Depuis 2022, le projet est porté par Nuward SAS, filiale d'EDF, qui travaille avec ses partenaires historiques, à savoir EDF, le CEA, TechnicAtome et Naval Group, ainsi que les nouveaux partenaires qui ont rejoint le projet en 2022, Framatome et Tractebel.

Le plan d'investissement France 2030 prévoit un soutien dédié au projet de SMR porté par la filière française, afin d'accélérer son déploiement avec l'objectif de démarrer la construction d'une première unité en 2030. En complément du soutien apporté au projet Nuward, le plan France 2030 consacre environ 500 M€ au soutien à l'émergence de nouveaux concepts de réacteurs. A l'issue du premier appel à projets « Réacteurs nucléaires innovants » de France 2030, ouvert entre mars 2022 et juin 2023, un total de 11 lauréats ont été sélectionnés.

Les SMR sont complémentaires de l'offre nucléaire classique de grande puissance et peuvent répondre aux besoins de sites isolés ou de zones dans lesquelles le développement du réseau électrique est limité, en particulier à l'export. A la différence des réacteurs de forte puissance, ils s'envisagent de manière décentralisée sur le réseau électrique. Certains concepts pourraient également offrir de nouveaux services comme la fourniture de chaleur industrielle ou de chauffage urbain faiblement carbonés, la désalinisation de l'eau de mer, ainsi que la production d'hydrogène bas-carbone à grande échelle.

Quelles perspectives ?

L'étude de RTE « [Futurs énergétiques 2050](#) » a comparé 6 scénarios possibles de mix énergétique à horizon 2050 visant à respecter nos objectifs de neutralité carbone à cette échéance. **Trois de ces scénarios prévoient la construction de nouveaux réacteurs avec une capacité de nouveau nucléaire installée en 2050 allant de 13 GW (soit 8 EPR2) à 27 GW (soit 14 EPR2 et quelques SMR)**, correspondant à une **part de nucléaire (y compris existant) dans le mix électrique comprise entre 26 % et 50 % en 2050**.

La construction de 14 EPR2 à l'horizon 2050 envisagée par l'étude « Futurs énergétiques » dans ses scénarios N2 et N03 correspond au rythme industriel maximal de mises en service communiqué par les acteurs de la filière nucléaire lors de la concertation menée par RTE au cours de son étude.

Cette étude conclut notamment que :

- Se passer de nouveaux réacteurs nucléaires implique des rythmes de développement des énergies renouvelables plus rapides que ceux des pays aujourd'hui les plus dynamiques ;
- Les scénarios à très hautes parts d'énergies renouvelable, ou celui nécessitant la prolongation des réacteurs nucléaires existants au-delà de 60 ans, impliquent des paris technologiques lourds pour atteindre la neutralité carbone en 2050 ;
- Les scénarios avec la construction de nouveaux réacteurs nucléaires et le maintien d'une part importante de nucléaire sont pertinent d'un point de vue économique ;
- Le développement des énergies renouvelables soulève un enjeu d'occupation de l'espace et de limitation des usages.

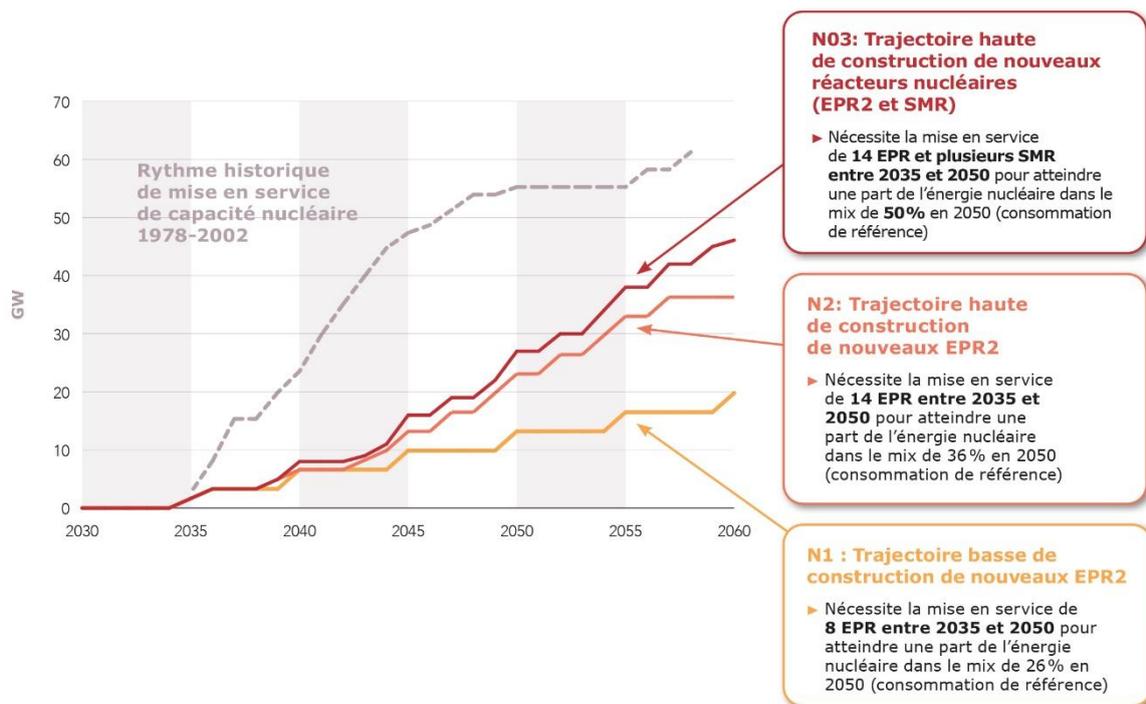


Figure 21 : Trajectoires de développement de nouveaux réacteurs nucléaires envisagées dans les 3 scénarios avec nouvelles constructions (Source : Chapitre 4 de l'étude « Futurs énergétiques 2050 » de RTE)

Au regard de l'étude « Futurs énergétiques 2050 » et du rapport « Travaux relatifs au nouveau nucléaire – PPE 2019-2028 », le Président de la République a annoncé, en février 2022, outre le développement massif des capacités de production renouvelables, son **souhait que 6 nouveaux réacteurs de type EPR2 soient construits**, pour une première mise en service à l'horizon 2035, et a demandé que des **études soient lancées pour la construction de 8 réacteurs supplémentaires**. Le Président de la République a également exprimé son souhait que le fonctionnement des réacteurs existants soit prolongé, sous réserve du respect des exigences de sûreté. L'objectif poursuivi est d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon de l'année 2050 en évitant les paris industriels plus risqués.

Enfin, le Président de la République a également annoncé le lancement d'un **appel à projets du plan d'investissement France 2030** doté de **1 Md€** pour soutenir l'émergence d'une offre de SMR et de réacteurs nucléaires innovants.

FICHE THEMATIQUE N°7 : LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ A PARTIR D'ÉNERGIES FOSSILES, DE BIOÉNERGIES ET DE GEOTHERMIE

Quels sont les moyens de production d'électricité à partir d'énergies fossiles ?

La contribution des moyens de production thermiques fossiles à l'approvisionnement en électricité de la France a nettement diminué en 2023 par rapport à 2022 (-17 TWh), en raison de l'amélioration de la disponibilité des autres filières et de la forte production éolienne.

Par ailleurs, on observe au sein de cette catégorie le progressif remplacement de la production à partir de charbon et fioul par celle au gaz, moins émettrice de gaz à effet de serre, ce qui est visible dans l'évolution des volumes d'émissions liés à la production d'électricité.

Ces centrales sont principalement utilisées dans le cadre d'un **fonctionnement en semi-base ou en pointe afin de permettre un ajustement de la production par rapport à la demande**. Leur niveau d'utilisation dépend des conditions de prix de marchés de l'électricité et de leurs coûts de fonctionnement. Ces derniers sont principalement dictés **par les coûts d'approvisionnement en combustible et par les prix du marché européen du CO2**.

La centrale cycle-combiné gaz de Landivisiau, lauréate en 2012 de l'appel d'offre lancé à l'occasion du pacte électrique breton pour assurer la sécurité d'approvisionnement électrique de l'ouest de la France, **a débuté sa production au début de l'année 2022**.

Quelles sont les évolutions réglementaires récentes relatives au parc thermique fossile ?

Les centrales thermiques à combustible fossile **sont émettrices de gaz à effet de serre**. Leur niveau d'émission dépend du combustible utilisé (gaz, fioul ou charbon). Pour cette raison, la **France a décidé de sortir du charbon pour la production d'électricité**. En effet, les centrales charbon sont les plus émettrices : la base carbone de l'ADEME révèle un facteur d'émissions de 1 050 kgCO₂/MWh, soit près de trois fois supérieur à celui des installations fonctionnant au gaz.

Dans cette optique, la loi relative à l'énergie et au climat de novembre 2019 prévoit la fixation par un décret **d'un plafond d'émissions** applicable, à compter du 1er janvier 2022, **aux installations de production d'électricité à partir de combustibles fossiles** situées sur le territoire métropolitain continental et émettant plus de 0,55 tonne d'équivalents dioxyde de carbone par mégawattheure. Ce plafond a été fixé par décret à 0,7 kilotonne d'équivalents dioxyde de carbone par mégawatt de puissance électrique installée.

Afin de sécuriser le passage de l'hiver 2021 – 2022, le décret du 5 février 2022 a modifié une première fois ces dispositions afin de prévoir un plafond de 1 kilotonne d'équivalent dioxyde de carbone par mégawatt de puissance électrique installée entre le 1er janvier 2022 et le 28 février 2022, puis 0,6 kilotonne sur le reste de l'année. Pour pallier la situation exceptionnelle actuelle due à la guerre en Ukraine et à l'indisponibilité historique du parc de production nucléaire, ce décret a été relevé une nouvelle fois en 2022, jusqu'au 31 mars 2023, pour garantir la sécurité d'approvisionnement, mais le surcroît d'émissions a fait l'objet d'une compensation carbone intégrale, au travers du versement d'un montant de 40€/tCO₂ émise dans un fonds qui financera des projets de réduction ou de séquestration de gaz à effet de serre sur le territoire français. Ces dispositions ont eu pour conséquence **la fermeture de deux (centrale thermique de Provence et centrale thermique du Havre) des quatre centrales à charbon encore en fonctionnement en 2018**.

Par ailleurs, conformément aux dispositions de l'article 8 du décret du 21 avril 2020 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), **aucune nouvelle centrale thermique à combustible fossile de plus de 20 MW (10 MW pour les centrales utilisant à titre principal d'autres combustibles fossiles que le gaz naturel et le charbon) ne peut être autorisée**.

Enfin, conformément aux dispositions de la PPE 2020 qui prévoyait l'arrêt des dispositifs de soutien à la **cogénération gaz, l'arrêté de soutien à cette filière a été abrogé en août 2020**. Les installations ayant déjà signé un contrat pourront poursuivre leur activité jusqu'au terme de leur contrat.

Quels sont les moyens de production d'électricité de la filière thermique renouvelable ?

La filière thermique renouvelable et déchets inclut les installations de production d'électricité à partir de biomasse solide (bois, paille, etc.), de déchets (ménagers et papeterie) et de biogaz.

Le volume de production d'électricité à partir de bioénergies et déchets est resté stable en 2023 par rapport à l'année précédente, pour s'établir à 10,4 TWh (contre 10,5 TWh en 2022). Cela résulte de la stabilité du parc en service par rapport à 2022 (2,2 GW) et du fait que ce parc produit de l'électricité « en base », c'est-à-dire de manière continue et relativement constante, souvent dans le cadre d'unités de cogénération. La puissance installée avait augmenté de manière régulière pendant les années 2010, passant de 1,2 GW en 2010 à 2,1 GW en 2020, un développement porté presque entièrement par les unités de production au biogaz et à la biomasse solide, mais cette progression a nettement ralenti depuis 2020.

La **croissance du parc de production d'électricité a été limitée ces dernières années** car la PPE **priorise l'usage des ressources en bioénergies**, dans un souci d'optimisation optimale des ressources, **à d'autres secteurs** (chaleur, injection sur le réseau de gaz) **que la production d'électricité** :

- Compte-tenu du coût de la production d'électricité à partir de biomasse, afin d'optimiser le coût global d'atteinte des objectifs EnR et de favoriser la plus grande efficacité énergétique, **le soutien à cette filière est réservé**, depuis la PPE d'avril 2020, **à la production de chaleur**. Aucun nouvel appel d'offres de cogénération biomasse n'a été lancé depuis.
- La production d'électricité à partir de biogaz **a été réservée aux sites de méthanisation éloignés du réseau de gaz** où dont le raccordement serait trop onéreux et pour lesquels il n'existe pas de potentiel pour une valorisation directe comme bioGNV ou combustible.

Quels sont les moyens de production d'électricité à partir de géothermie ?

La géothermie profonde consiste à exploiter **une ressource en sous-sol présentant une température suffisamment élevée pour produire de l'électricité**, en complément de la chaleur. À l'heure actuelle, le territoire métropolitain compte une **seule centrale de production d'électricité** d'origine géothermique en service, en Alsace, d'une puissance de 1,7 MW.

Cette filière présente en métropole **des coûts de production nettement supérieurs à ceux des autres filières renouvelables**, compris entre 173 €/MWh à 336 €/MWh. **Les perspectives de réduction des coûts n'apparaissent pas suffisantes pour maintenir un soutien financier à cette filière via complément de rémunération**. Le soutien à la géothermie a ainsi été orienté vers la chaleur. En conséquence, **l'arrêté tarifaire** de soutien à cette filière a été **abrogé** en août 2021. Un maximum de 57,6 MW de projet déposés pourront prendre effet au titre de cet arrêté tarifaire.

A l'horizon 2050, les **moyens de production thermiques pourraient être toujours nécessaires au fonctionnement du système électrique**. L'étude « Futurs énergétiques 2050 » de RTE montre ainsi que ces capacités seront nécessaires dans 5 des 6 scénarios étudiés, à un niveau compris entre 5 et 29 GW. Afin d'atteindre la neutralité carbone à cette échéance, les **capacités de production thermique d'électricité devront être nécessairement décarbonées**. A cet effet, plusieurs solutions technologiques pourraient être envisagées :

- Le **recours à des gaz décarbonés** (biogaz ou hydrogène) ;
- **L'utilisation de système de capture et de stockage du carbone**.

La mise en œuvre de ces différentes technologies devra notamment être **jugée à l'aune de leur faisabilité technico-économique, de la disponibilité des ressources qu'elles nécessitent ainsi que de leur acceptabilité sociétale**. Quel que soient les options retenues, le **parc de production actuel devra être rénové ou renouvelé** afin d'être disponible en 2050.

FICHE THEMATIQUE N°8 : LES RESEAUX ELECTRIQUES

Quel est le rôle des réseaux électriques ?

Parce qu'ils acheminent l'électricité depuis les centres de production vers les consommateurs, les réseaux électriques sont au cœur du système électrique et un maillon clef de la transition énergétique. Le réseau est constitué :

- du réseau public de transport d'électricité destiné à transporter des quantités importantes d'énergie sur de longues distances ;
- le réseau public de distribution, destiné à acheminer l'électricité en moins grande quantité et sur de courtes distances.

L'exploitation du réseau de transport et celle du réseau de distribution d'électricité sont des services publics réglementés. Le réseau électrique français est large et interconnecté et peut être découpé en trois grandes catégories :

- le réseau de grand transport, national et européen ;
- les réseaux régionaux ;
- les réseaux de distribution.

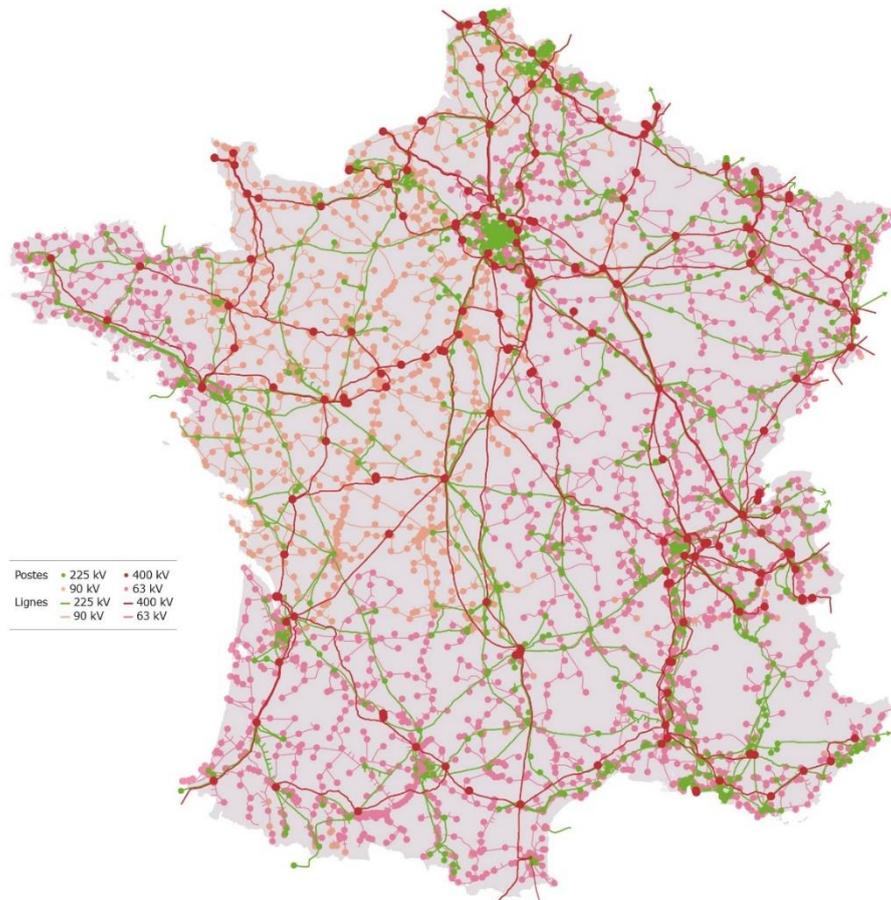


Figure 22 : Réseau de transport d'électricité – lignes 400kV et 225kV (Source : RTE)

Situé en amont des réseaux de distribution, le **réseau de transport** d'électricité est géré par la société **RTE** (Réseau de transport d'électricité) et se compose du **réseau de grand transport et d'interconnexion ainsi que du réseau de répartition régional, pour un total d'environ 100 000 km de lignes**. Le réseau de grand transport et d'interconnexion est destiné à transporter des quantités importantes d'énergie sur de longues distances.

Il constitue l'ossature principale reliant les grands centres de production, disséminés en France et dans les autres pays européens. Son niveau de tension est de 400 kV et de 225 kV. Le réseau de répartition régional vise à répartir l'électricité vers l'ensemble des territoires, sur des distances plus courtes et en quantité moindre. Il est constitué d'ouvrages en très haute tension (225 kV) et en haute tension (90 et 63 kV). Aujourd'hui, **plus de 90% de la production électrique française actuelle est injectée sur le réseau de transport**, y compris la majeure partie de la production renouvelable (hydroélectricité), et à l'avenir les installations d'éoliennes en mer.

Ce sont les **réseaux publics de distribution d'électricité**, constitués d'ouvrages de moyenne tension (communément appelée HTA, entre 1 000 V et 50 000 V) et d'ouvrages de basse tension (ou « BT », inférieure à 1 000 V), **raccordés au réseau de transport, qui acheminent l'électricité jusqu'aux consommateurs finaux**. Ils représentent près de 1,4 millions de kilomètres de lignes. La distribution publique d'électricité s'exerce dans le cadre de concessions locales. Les autorités organisatrices de la distribution d'électricité (AODE), également appelées autorités concédantes, sont des collectivités territoriales propriétaires des réseaux (les communes ou leurs groupements, qui peuvent s'organiser en syndicats départementaux d'énergie). Enedis, filiale du groupe EDF, dispose de concessions sur environ 95% du territoire métropolitain, les 5% restants étant desservis par des entreprises locales de distribution (ELD), dépendant des collectivités locales.

Les gestionnaires des réseaux publics d'électricité ont pour principales **missions : l'exploitation du réseau** (dépannage, conduite et pilotage du réseau, raccordement des nouveaux consommateurs ou producteurs), **le comptage des quantités d'énergie injectées ou soutirées et le renouvellement des infrastructures de manière à assurer un maintien en conditions opérationnelles**. RTE, gestionnaire du réseau de transport, est par ailleurs chargé de missions spécifiques dans le pilotage du système électrique, notamment à travers la gestion des mécanismes d'équilibrage entre l'offre et la demande en temps réel.

Quelles évolutions du réseau de transport pour répondre à la transformation du mix électrique ?

Le futur Schéma décennal de développement de réseau (SDDR), actuellement en cours d'élaboration par RTE, dresse les **perspectives du développement du réseau de transport d'ici 2040**, en se fondant sur la trajectoire d'évolution du mix électrique projetée par la programmation pluriannuelle de l'énergie. En raison de l'accélération de la transition énergétique, une partie des investissements prévus entre 2035 et 2050 décrits dans l'étude « Futurs Energétiques 2050 » seront avancés sur la période 2030-2040. Si le SDDR de 2019 prévoyait des investissements de 33 Mds€ d'ici 2035, RTE a annoncé des **investissements pouvant atteindre 100 Mds€ d'ici 2040**. Cette augmentation significative tient à plusieurs facteurs.

D'abord, l'essor de la production électrique d'origine renouvelable et décentralisée, commun à l'ensemble des scénarios RTE, **entraîne en effet une modification importante des flux d'électricité sur les réseaux**. Celle-ci se traduit :

- **Par une géographie différente des moyens de production** : les moyens de production seront plus disséminés sur le territoire et de nouvelles installations en mer de forte puissance seront mises en service
- **Par une plus forte variabilité** journalière, hebdomadaire et mensuelle de la production sur le territoire.

L'apparition de nouvelles zones de production induit ainsi un **besoin de renforcement du réseau de transport**. Le système électrique **évolue en effet d'une production historiquement très centralisée**, constituée de grandes centrales électriques raccordées au réseau de transport, et « descendante » vers les consommateurs via le réseau régional et de distribution, **à une production de plus en plus décentralisée et plus proche des consommations, générant des flux bidirectionnels** (injection d'électricité du réseau de distribution vers le réseau de transport par exemple).

Par ailleurs, le caractère intermittent de certaines énergies renouvelables, en développement dans toute l'Europe, conduit à des besoins accrus de flexibilité du système et du réseau électrique. Les interconnexions entre la France et ses voisins contribuent de manière significative à répondre à ce besoin. Les interconnexions permettent en outre de mutualiser les capacités nécessaires à la sécurité d'approvisionnement, de mobiliser à tout instant les capacités de production les plus économiques et les plus décarbonées, d'atténuer les aléas liés aux conditions climatiques, et, par conséquent de diminuer le coût global du système électrique. **La capacité d'import en 2050 pourrait représenter 39 GW selon RTE, contre environ 20 GW actuellement.**

L'analyse technique de RTE démontre ainsi que les investissements sur le réseau de grand transport seront, pour tous les scénarios envisagés, en forte croissance d'ici 2050. Les évolutions sont d'autant majeures des énergies renouvelables dans le futur mix électrique est importante.

En outre, les **besoins générés par l'électrification des procédés, notamment dans l'industrie conduira à une augmentation des raccordements et à des renforcements du réseau**, dont les délais doivent être anticipés et réduits afin d'accompagner la dynamique de décarbonation de l'industrie et de réindustrialisation à moyen terme.

Enfin, dans tous les cas de figure, un **accroissement important des investissements de renouvellement des infrastructures vieillissantes apparaît indispensable, et ceux-ci pourraient être du même ordre de grandeur que ceux nécessaires à l'adaptation des réseaux régionaux ou de grand transport.** L'âge moyen du réseau de RTE est en effet de l'ordre de 50 ans : la planification des investissements et le renouvellement effectif des ouvrages en fin de vie est une priorité au même titre que l'adaptation des réseaux.

Ces investissements devront également permettre de renforcer la résilience du réseau électrique français au changement climatique.

Quels investissements pour le réseau de distribution ?

Le **développement des énergies renouvelables et de nouveaux usages de l'électricité**, dont le véhicule électrique, nécessitent également de **repenser la structure des réseaux de distribution**, en basse et en moyenne tension.

Alors qu'ils étaient **conçus initialement pour acheminer l'électricité aux consommateurs** finaux, ils accueillent aujourd'hui l'essentiel des nouvelles installations d'énergies renouvelables. Cela implique des démarches de modernisation afin de **faciliter le fonctionnement bidirectionnel des réseaux**. Dans son étude « Futurs énergétiques 2050, » RTE envisage des **scénarios dans lesquels les installations de production raccordées au réseau public de distribution assurent entre 25% et 50% de la production nationale annuelle** (contre 10% actuellement). Le réseau de distribution devra être ainsi en mesure **d'absorber** le raccordement de plusieurs dizaines de GW dans les prochaines années. Tout comme le réseau de transport, il devra améliorer sa résilience au changement climatique, grâce à des politiques de renouvellement ciblées sur les composants les plus sensibles aux risques associés.

Le niveau des investissements d'ici à 2050 apparaît très contrasté entre les différents scénarios de mix électrique : s'il sera supérieur au rythme des années passées, ils sont comme pour le réseau de transport plus importants dans les scénarios avec une part importante d'énergies renouvelables. Les investissements cumulés sur la période 2020-2050 sont estimés par RTE et Enedis entre 4,1 et 6,3 Mds€ par an. **Enedis envisage ainsi d'investir 96 Mds€ (en euros constants) entre 2021 et 2040.**

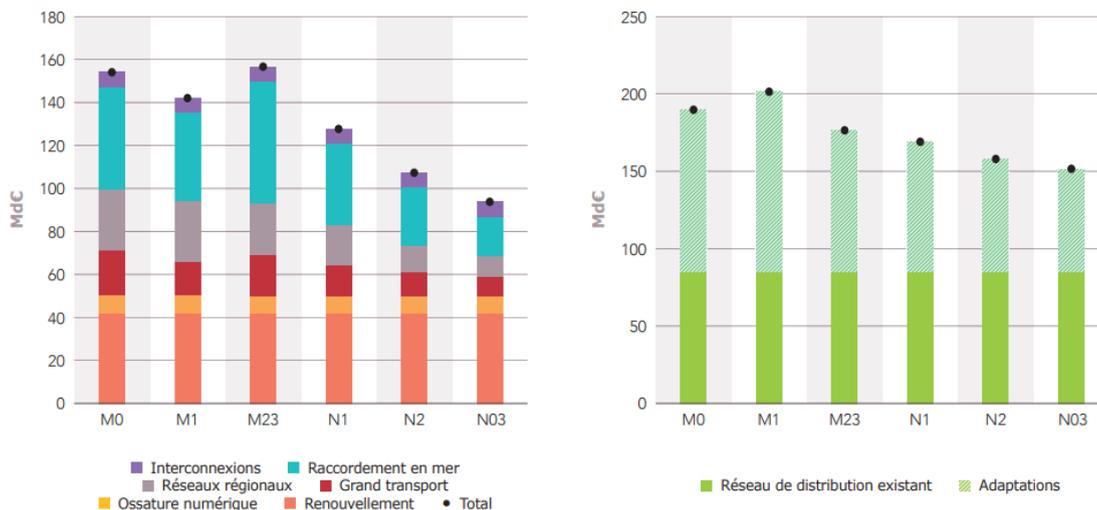


Figure 23 : Investissements sur les réseaux de transport et distribution entre 2020 et 2060 pour les 6 scénarios, dans la configuration de référence sur la consommation (Source : RTE « Futurs énergétiques 2050 »)

Quelles nouvelles opportunités pour les réseaux électriques ?

Les nouveaux usages présentent à la fois des nouveaux défis pour les réseaux mais également de nouvelles opportunités. Le déploiement de nouvelles familles d'équipements (capteurs, équipements télé-opérables, équipements de communication...), la numérisation des équipements existants et le développement de logiciels et systèmes informatiques capables de traiter les volumes d'informations collectées sur les réseaux sont autant de solutions qui permettent un meilleur suivi et un meilleur pilotage des réseaux. Les réseaux dits intelligents (ou « smartgrids ») permettent ainsi de piloter la consommation de manière active et d'améliorer l'efficacité énergétique, dans une logique d'optimisation des investissements dans le réseau et de gain en flexibilité (notamment à travers le pilotage de la demande et le lissage des pics de consommation).

Pour cela, les données représentent un enjeu important. Le déploiement des technologies « smart grids » s'accompagne de la production de plus en plus de données portant sur l'état du réseau, les consommations et les productions, à des échelles géographiques et temporelles de plus en plus fines. Ces données permettent à la fois de mieux cibler les actions à destination des consommateurs et d'optimiser les capacités des infrastructures ainsi que les investissements. Le compteur communicant « Linky » apporte à cet égard des informations très utiles pour le pilotage et l'observation des réseaux basse tension.

Quels sont les principaux enjeux de l'évolution des réseaux ?

Quel que soit le scénario retenu de mix électrique, l'évolution des moyens de production, et notamment l'essor important des énergies renouvelables, aura des conséquences importantes sur la structure du réseau électrique. L'atteinte de la neutralité carbone en 2050 implique une augmentation des investissements sur les réseaux dès aujourd'hui. Le montant des investissements est d'autant plus élevé que la part d'énergies renouvelables est importante, et l'évolution du réseau de transport demeure ainsi principalement dépendante de celle du parc de production. En particulier, les investissements dans le réseau de transport seront tirés à la hausse par le programme de raccordement des parcs éolien en mer ; leur rythme devra en effet s'accélérer fortement pour respecter les objectifs portés par le pacte éolien en mer et la PPE (soit 18 GW à l'horizon 2035).

Parce que les réseaux électriques sont des infrastructures qui relèvent du temps long et qui nécessitent des investissements importants, il est indispensable de planifier dès à présent leur transformation et les

investissements associés afin de garantir la stabilité du système électrique et rendre possible la transition énergétique.

Les rythmes soutenus de **raccordement des installations de production aux réseaux constitueront un défi technique**. Notamment dans un contexte d'attentes fortes sur une plus grande rapidité et réactivité des adaptations du réseau, mais aussi sur la minimisation des impacts potentiels des nouvelles infrastructures sur l'environnement. Institués par la loi dite « Grenelle II » du 12 juillet 2010, les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR) constituent un outil de planification élaboré par RTE au niveau régional en lien avec les gestionnaires de réseaux de distribution, les services de l'Etat et les producteurs. Ils permettent d'identifier les ouvrages et les investissements nécessaires au raccordement des EnR, d'anticiper leur réalisation, d'optimiser les évolutions du réseau et de mutualiser les coûts de raccordement entre les producteurs pour les ouvrages structurants du réseau en définissant une quote-part unitaire due par les producteurs EnR. Pour adapter le fonctionnement de ces schémas à la dynamique d'accélération du développement des EnR, la loi relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables (APER) du 10 mars 2023 a introduit certaines évolutions visant (i) **à accélérer et à rationaliser l'élaboration des schémas**, en particulier s'agissant de la phase de construction des hypothèses de gisements EnR à raccorder, et (ii) **à renforcer leur portée anticipatrice** en inscrivant un horizon temporel de dix à quinze ans, au lieu de cinq à dix ans actuellement, en rendant plus robuste la planification par une incitation pour les producteurs à se déclarer en amont auprès de RTE, et en prévoyant que certains investissements prioritaires puissent être engagés dès lors qu'ils sont jugés « sans regret ».

Afin d'accompagner l'accélération de la dynamique de décarbonation de l'industrie et contribuer à l'objectif de réindustrialisation, le réseau de transport devra également évoluer en profondeur pour pouvoir offrir à ces nouveaux consommateurs les capacités de raccordement nécessaires, en particulier dans certaines zones au tissu industriel dense et pour lesquelles les capacités actuelles du réseau sont saturées ou devraient bientôt l'être. Dans ces zones, RTE propose de dimensionner les futurs ouvrages dans une perspective de long terme selon un principe de « politique de l'offre » plutôt que de répondre aux demandes de raccordement au fil de l'eau, permettant in fine d'accélérer les raccordements et de mutualiser les coûts de ces infrastructures structurantes.

FICHE THEMATIQUE N°9 : LA FLEXIBILITE DU SYSTEME ELECTRIQUE

Qu'est-ce que la flexibilité du système électrique ?

Le système électrique doit à tout moment être en mesure **d'assurer l'équilibre entre la consommation et la production**.

L'augmentation de la consommation électrique, sous l'effet de l'électrification directe des usages, nécessitera dans les prochaines années une augmentation de la production électrique décarbonée. Dans un objectif de décarbonation, **la part d'énergies renouvelables non pilotables sera également de plus en plus importante**, et la part des moyens carbonés pilotables (charbon, fioul et gaz) sera de moins en moins importante.

Le système devra donc être en mesure, à tout moment d'assurer l'équilibre entre cette consommation grandissante et dont le profil sera profondément modifié par les usages et la production dont une grande partie ne sera pas pilotable. C'est ce qu'on appelle la **flexibilité du système électrique**. Cette flexibilité peut être **mobilisée aussi bien du côté de l'offre** (moyens de production tels que les centrales hydroélectriques par exemple), **que de la demande** (lissage des pics de consommation, déplacements des consommations aux heures creuses), mais **comprend également le stockage** (incluant notamment les batteries électriques et les stations de transfert d'énergie par pompage) ainsi que les **flexibilités du réseau grâce aux interconnexions** entre pays voisins.

La flexibilité du système électrique est ainsi un **outil essentiel pour la transition énergétique afin d'atteindre nos objectifs climatiques et la transformation associée du mix de production**, notamment pour intégrer une part croissante d'énergies renouvelables variables au réseau. **Elle constitue un levier essentiel pour assurer la sécurité d'approvisionnement mais aussi optimiser le fonctionnement du système électrique** au regard de sa performance économique et environnementale et utiliser pleinement les productions décarbonées à faible coût variable. Par ailleurs, c'est un levier d'optimisation des investissements nécessaires pour le réseau, en évitant, limitant ou retardant la création de centrales de production d'électricité pilotables.

La nouvelle réforme européenne du marché de l'électricité, adoptée en 2024, consacre une définition à la flexibilité¹². Elle insère également des dispositions afin de supprimer les obstacles au marché et définir des régimes d'aide à la flexibilité décarbonée, neutres technologiquement, adossés à l'établissement d'objectifs nationaux allant au-delà des seuls effacements de consommation bénéficiant jusqu'alors d'une attention particulière des pouvoirs publics.

L'étude « Futurs énergétiques 2050 » ainsi que le chapitre 6 « Equilibre offre-demande et flexibilités » du bilan prévisionnel de 2023 de RTE confirment que l'essor des énergies renouvelables nécessaire pour atteindre l'objectif de neutralité carbone, devrait s'accompagner d'un développement massif des flexibilités, pour optimiser à la fois le fonctionnement et le coût du système électrique.

En quoi consiste la flexibilité de la demande ?

¹² Capacité d'un réseau électrique à s'adapter à la variabilité des modes de production et de consommation et à la disponibilité du réseau, selon les échéances pertinentes du marché.

La flexibilité de la demande consiste à provisoirement réduire ou augmenter la consommation d'électricité d'un site donné ou d'un groupe de sites, ponctuellement ou structurellement pour répondre aux besoins du système électrique. Elle constitue un levier pouvant contribuer :

- à l'équilibre offre-demande aux différents horizons temporels ;
- à la réduction des congestions sur les réseaux et des besoins de renforcement de ceux-ci.

Le développement de la flexibilité de la demande permet aussi de limiter le besoin en capacités thermiques et en batteries.

Les usages concernés par la flexibilité de la demande sont nombreux : charge des véhicules électriques, eau chaude sanitaire (chauffe-eaux souvent pilotés par le signal heures pleines / heures creuses), chauffage, climatisation, procédés industriels, usages tertiaires, etc.

La flexibilité de la demande signifie avant tout **d'être en mesure de la piloter**. Historiquement, la France a une longue tradition de pilotage de la demande : depuis les années 1980, il existe des offres de fourniture qui exploitent la possibilité de décaler la consommation de certains usages en les associant à un signal heures pleines/heures creuses (ex : chauffe-eau électriques), qui restent très efficaces et permettent encore aujourd'hui de décaler près de 10 GW de consommation. Ces déplacements structurels permettent d'éviter de recourir à des moyens de production de pointe ou de semi-pointe et de placer la consommation aux moments où la production (décarbonée) est la plus abondante (la nuit, l'après-midi l'été, etc.).

Plus récemment, la flexibilité de la demande s'est également développée grâce au **principe d'effacement de la consommation**, c'est-à-dire la réduction temporaire de sa consommation d'électricité par rapport à sa consommation normale, sur une base volontaire. Les fournisseurs et certains opérateurs spécialisés proposent à leurs clients (des particuliers ou des sites industriels) des solutions techniques pour « mettre en pause » pendant quelques minutes ou quelques heures certains de leurs équipements dont la consommation est flexible (c'est-à-dire pour les particuliers : radiateurs, climatiseurs, et pour les industries : fours industriels...). Cette pause permet de passer une pointe de consommation sans recourir à un moyen de production supplémentaire.

La flexibilité de la consommation sera un facteur clé de la réussite de la transition énergétique et recouvre plusieurs aspects. Elle peut ainsi permettre d'une part des **réductions ponctuelles de consommation répondant à des signaux de marché pour contribuer à la sécurité d'approvisionnement lors des périodes de plus fortes tensions**, et d'autre part des **modulations plus structurelles de consommation déplaçant des volumes plus importants au meilleur moment pour optimiser le fonctionnement du système électrique**.

La PPE 2019-2028 (PPE 2) proposait déjà des objectifs ambitieux de développement des capacités d'effacement de consommation électrique avec 6,5 GW en 2028. L'objectif en 2028 est réparti entre 5 GW d'effacement industriel et tertiaire et 1,5 GW d'effacement diffus. Des **mesures de soutien spécifiques** sont mises en place pour atteindre ces objectifs, comme **l'appel d'offre effacement** par lequel RTE contractualise chaque année des capacités d'effacement. En 2024, la France a lancé un nouveau dispositif de soutien via un appel d'offres ouvert aux flexibilités décarbonées, c'est-à-dire en incluant les effacements mais également le stockage. Par ailleurs, des discussions sont en cours pour définir le *design* du prochain mécanisme de capacité afin d'intensifier le développement, par son intermédiaire, d'un « bouquet de flexibilités » cible pour 2030 et 2035.

Les flexibilités de consommation doivent continuer doivent être encouragées dans leur ensemble, qu'il s'agisse des déplacements de la consommation pour des besoins réguliers et structurels (par exemple à travers le développement d'offres de fourniture à tarifs différenciés selon les postes horosaisonniers) ou des réductions de consommation pour des besoins plus ponctuels liés notamment à la sécurité

d'approvisionnement (via les effacements explicites ou des offres de fourniture à pointes mobiles EJP/TEMPO).

Quels sont les besoins en stockage ?

En ce qui concerne la flexibilité du système électrique, le stockage d'électricité rend un service similaire à celui rendu par le pilotage et la flexibilité de la demande. Il permet en effet d'équilibrer la production et la consommation en stockant de l'électricité lorsque la consommation est faible et à l'inverse, lors d'une consommation plus forte, rend de l'électricité au réseau.

Les technologies de stockage d'électricité disponibles aujourd'hui sont nombreuses et ont chacune leurs spécificités, que ce soit en termes de coûts, de maturité, ou de services rendus (durée, vitesse de stockage-déstockage, puissance ou de capacité de stockage de l'énergie).

Le stockage peut être réalisé de plusieurs manières différentes notamment par :

- un **stockage mécanique** par des stations de transfert d'énergie par pompage (STEP): deux retenues d'eau sont nécessaires, l'une plus en altitude que l'autre. Lorsque la consommation est importante, l'eau du bassin en hauteur est libérée pour produire de l'électricité par la force mécanique de la gravité. Lorsque la consommation est plus faible, de l'électricité est utilisée pour faire remonter de l'eau dans le bassin en hauteur.
- un **stockage chimique par piles ou batteries**. À noter qu'en plus des batteries dites « stationnaires » dédiées au stockage d'énergie, les véhicules électriques comportent des batteries qui stockent de l'électricité pour l'utiliser pendant la période où ils roulent. La montée en puissance du parc de véhicules électriques couplée avec l'intelligence des réseaux pourrait à terme offrir une flexibilité intéressante pour l'équilibre du réseau, via une injection dans le réseau d'électricité stockée dans les batteries des voitures.
- un **stockage thermique** par chaleur (grâce aux ballons d'eau chaude par exemple).

Les capacités actuellement déployées en France s'appuient essentiellement sur les **stations de transfert d'énergie par pompage (STEP)** (5 GW de capacités installées), avec des perspectives de développement supplémentaires d'ici 2035.

Le développement des batteries électriques s'est accéléré ces dernières années, mené notamment par l'essor des véhicules électriques. Le développement de la filière peut être **soutenu par des appels d'offre**, pour atteindre les objectifs de la PPE ou lorsque le bilan prévisionnel de RTE met en avant des besoins de flexibilité. Porté par la nette réduction des coûts constatée ces dernières années, le stockage par batteries devrait connaître une évolution significative à court terme. Toutefois, RTE indique dans son Bilan prévisionnel 2023 que les bouquets de flexibilités comportant une large part de batteries apparaissent comme ceux dont les coûts de déploiement sont les plus élevés (en comparaison de bouquets mobilisant plutôt la flexibilité de la demande ou le thermique décarboné).

Le stockage d'électricité via l'hydrogène, à l'origine de l'essor de la filière hydrogène décarboné (production d'hydrogène par **électrolyse de l'eau** grâce à de l'énergie bas-carbone quand la demande est faible, puis reconversion en électricité quand la demande est forte), apporte une solution de stockage supplémentaire, mais d'un rendement moindre (de l'ordre de 30%, comparés à celui du stockage chimique (80% environ).

FICHE THEMATIQUE N°10 : LES DISPOSITIFS DE SOUTIEN AUX ENERGIES RENEUVELABLES ELECTRIQUES

Pourquoi soutenir les énergies renouvelables ?

Des outils de soutien public sont nécessaires au développement des énergies renouvelables. Cela est notamment le cas lorsque leur coût de production est supérieur au prix de marché, ce qui ne permet pas leur déploiement sur le seul critère de compétitivité dans un fonctionnement de marché. Ainsi, depuis plus de 20 ans, **l'Etat soutient le développement des énergies renouvelables pour toutes les énergies** : l'électricité, le gaz et la chaleur. Ces dispositifs mis en place sont **spécifiques à chaque filière et peuvent soutenir soit l'investissement initial, soit rémunérer l'énergie produite**. Ils prennent des formes variées : soutien direct, réduction d'impôts ou de TVA... Ils font l'objet d'adaptations périodiques pour tenir compte des évolutions techniques et économiques.

Ils sont guidés par le principe d'assurer à ces technologies la rentabilité minimale nécessaire à leur déploiement. Ils doivent en outre **être compatibles avec les « Lignes directrices pour les aides d'Etat » arrêtées par la Commission européenne** au titre du droit de la concurrence. [Les dernières lignes directrices sur les aides d'Etat au climat, à la protection de l'environnement et à l'énergie](#) sont applicables depuis le 27 janvier 2022.

Les énergies renouvelables électriques sont soutenues selon **deux types de dispositifs** en fonction de leur taille (des dispositifs analogues existent pour le biogaz injecté dans les réseaux) :

- **Un soutien par arrêté tarifaire** pour les « petits » projets ;
- **Un soutien par une procédure de mise en concurrence (appel d'offres « simple » ou dialogue concurrentiel)** pour les autres projets.

A quoi correspond le soutien par arrêté tarifaire ?

Le dispositif d'arrêté tarifaire, également appelés « guichets ouverts » **soutiennent tous les projets dès lors que ceux-ci respectent un ensemble de conditions fixées par arrêté ministériel**. Ils bénéficient alors tous du même tarif, en fonction de leurs caractéristiques. Ce dispositif s'applique actuellement notamment :

- Aux installations utilisant l'énergie solaire photovoltaïque implantées sur bâtiment ou ombrières, pour une puissance crête inférieure ou égale à 500 kW ;
- A venir : aux installations utilisant l'énergie solaire photovoltaïque implantées au sol, pour une puissance crête inférieure ou égale à 1MW ;
- aux parcs de moins de 6 éoliennes terrestres de petite puissance (3 MW unitaire). Depuis le 1^{er} juillet 2022, ce dispositif est restreint aux projets citoyens ou faisant l'objet d'une contrainte aéronautique de hauteur.
- Pour les installations de production d'électricité à partir de biogaz (produit par méthanisation de matières résultant du traitement des eaux usées urbaines ou industrielles) d'une puissance inférieure à 500 kW ;
- Pour les installations utilisant l'énergie hydraulique des lacs, des cours d'eau et des eaux captées gravitairement neuves ou rénovées de moins de 1 MW.

Ces **arrêtés peuvent contenir des dispositions environnementales ou des conditions d'éligibilités**. Par exemple pour le photovoltaïque, seuls les projets présentant un bilan carbone bas (inférieur à 550 gCO₂/Wc) peuvent bénéficier de l'arrêté.

Ces arrêtés comportent également des **mécanismes d'ajustement du tarif dans le temps**. Ainsi, pour le photovoltaïque, le tarif est automatiquement révisé tous les trimestres en fonction du nombre de demandes formulées pendant les deux précédents trimestres. Cela permet notamment d'éviter tout phénomène d'aubaine : en cas de demandes trop fortes, la baisse de tarif est plus importante.

Qu'est-ce que le soutien par appel d'offres ?

Pour les filières les plus matures et les projets de taille plus importante, les projets peuvent bénéficier d'un **soutien après un mécanisme de sélection par appel d'offres**.

Les porteurs de projet doivent candidater à un appel d'offres. Un **cahier des charges**, établi par l'Etat définit des **critères de sélection et de notation des candidats, ainsi que des critères d'éligibilité**. Les projets les mieux notés bénéficient ensuite d'un soutien de la part de l'Etat. Afin de maintenir une certaine compétitivité, les projets les plus coûteux ne sont pas retenus, y compris dans le cas où peu de projets candidatent.

En conformité avec les lignes directrices en matière d'aides d'État au climat, à la protection de l'environnement et à l'énergie, le **critère de prix doit représenter au minimum 70% de la note finale**, à l'exception de l'appel d'offres sur les projets innovants. De plus, à la suite de l'adoption du *Net Zero Industry Act*, certains cahiers des charges devront également inclure des critères permettant d'évaluer la contribution à la durabilité et à la résilience. Ces différents critères devront peser entre 15 et 30% des critères de notation et concerner au moins 30% du volume d'appel d'offres de l'Etat membre.

Ces appels d'offres peuvent contenir des **clauses d'éligibilité, comme un bilan carbone maximum**. Ils peuvent également **contenir critères environnementaux**, afin de favoriser certains projets. C'est le cas des projets photovoltaïques au sol, pour lesquels un critère de notation permet de favoriser les projets sur des fonciers moins utilisés par les collectivités (terrains dits « dégradés »), ou des projets disposant d'un financement participatif ou d'une gouvernance partagée.

Quelles sont les modalités de rémunération ?

Dès lors que le projet respecte les conditions de l'arrêté tarifaire, ou est sélectionné à l'issue de l'appel d'offres, **le producteur peut signer un contrat d'achat de l'énergie** produite avec un « acheteur obligé ». Les acheteurs obligés sont EDF Obligation d'achat, les entreprises locales de distribution, ou des organismes de droit privé, qui ont obtenu l'autorisation auprès du ministère chargé de l'énergie.

Aussi bien pour les arrêtés tarifaires, que pour les appels d'offres, le soutien peut alors prendre **deux formes : l'obligation d'achat ou le complément de rémunération**, le choix entre l'un ou l'autre dépendant de la puissance de l'installation. **L'obligation d'achat concerne les plus petits projets** : l'acheteur obligé verse le tarif au producteur, et revend lui-même l'électricité sur les marchés. Le **complément de rémunération concerne les projets plus importants**. Dans ce cas, c'est le producteur qui doit vendre l'électricité produite sur le marché. Il est ensuite compensé de la différence entre le prix de marché de référence calculé par la Commission de régulation de l'énergie et le niveau du soutien accordé. Si le prix de marché est inférieur au tarif, il bénéficie donc d'un soutien. Dans le cas contraire, il doit reverser la différence à l'acheteur obligé qui le reverse ensuite à l'Etat.

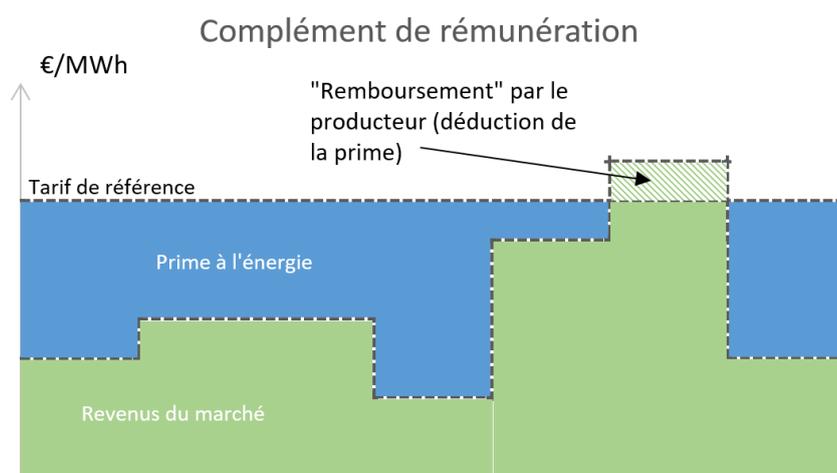
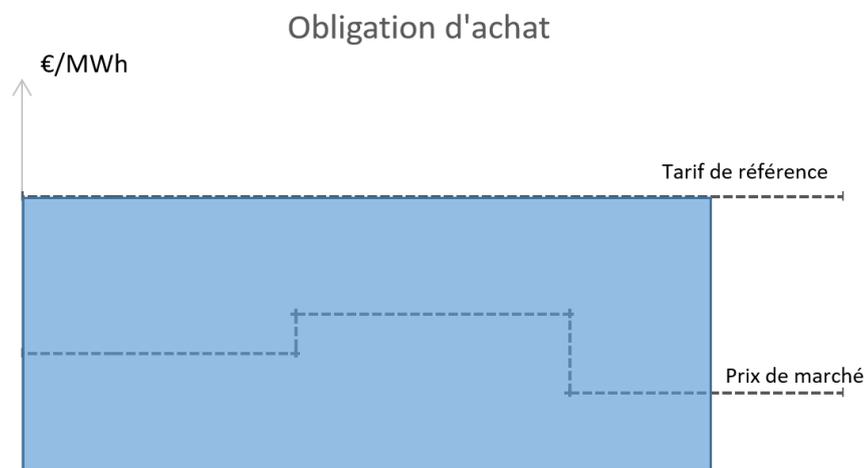


Figure 24 : Schéma des dispositifs d'obligation d'achat et de complément de rémunération (Source DGEC)

FICHE THEMATIQUE N°11 : LA CHALEUR RENOUVELABLE

Qu'est-ce que la chaleur (renouvelable) ?

Le développement de la chaleur issue d'énergies renouvelables est un volet majeur de la Stratégie nationale bas-carbone (SNBC). En France, la chaleur représente environ la moitié de la consommation finale énergétique et **reste majoritairement produite par des énergies fossiles** fortement émettrices de gaz à effet de serre. En 2020, les usages en chauffage, production d'eau chaude sanitaire et climatisation représentaient près de 80% de la consommation finale du secteur résidentiel, plus de 60% de la consommation finale du secteur tertiaire et plus de 30% de la consommation finale du secteur industriel. La décarbonation de la production de chaleur, couplée à la réduction des besoins de chaleur, est donc un atout considérable afin de réduire durablement les émissions de CO₂ dans l'ensemble de ces secteurs.

La production de chaleur peut reposer sur **divers vecteurs énergétiques : gaz, fioul domestique, électricité, biomasse, géothermie, solaire thermique**, etc. Environ **95% des besoins de chaleur sont couverts par des modes de chauffage décentralisés ; les 5% restants sont couverts par des réseaux de chaleur**, principalement déployés dans les zones urbaines. En France, les 946 réseaux de chaleur français ont livré une quantité de chaleur de 29 TWh (corrigée des variations climatiques), alimentant principalement des bâtiments résidentiels (53% de la chaleur livrée) et des bâtiments tertiaires (35% de la chaleur livrée). Ces réseaux permettent notamment de produire de la chaleur à partir d'énergies renouvelables et de récupération qui ne pourraient pas être transportées autrement jusque dans les centres urbains denses (géothermie sur aquifères profonds, chaleur issue des usines d'incinération des ordures ménagères, etc.).

En 2022, la **consommation primaire d'énergies renouvelables pour usage de chaleur, corrigée des variations climatiques, s'élevait à 184 TWh** (France entière). Cette consommation recouvre à la fois la **quantité d'énergie renouvelable directement utilisée par les consommateurs finaux et la quantité d'énergie renouvelable utilisée pour produire la chaleur livrée via les réseaux de chaleur** (elle exclut les quantités d'énergie renouvelable in fine transformées en électricité et celles à usage de transport). Elle se décompose en **bois-énergie, chaleur renouvelable tirée des pompes à chaleur, géothermie, solaire thermique, déchets renouvelables, biogaz, résidus agricoles et agroalimentaires, biocarburants et autres bio-liquides**.

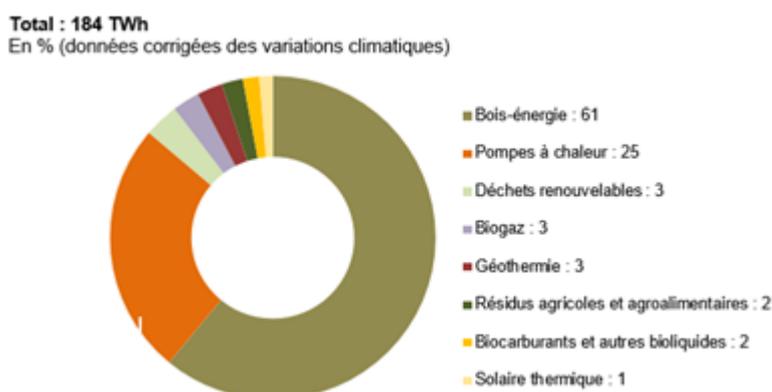


Figure 25 : Consommation primaire d'énergie renouvelables pour usage de chaleur en 2022 en France (Source : SDES Chiffres Clés des énergies renouvelables Edition 2024)

Quels sont les objectifs actuels de développement de la chaleur renouvelable ?

La programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE2) adoptée en avril 2020 prévoit une **accélération du rythme de développement de la chaleur renouvelable et de récupération** (EnR&R). En 2028, la PPE prévoit une **part**

des énergies renouvelables dans la consommation finale brute de chaleur et de froid comprise entre 34,3 et 38,9% (la loi prévoit quant à elle une part de 38% pour 2030). Les énergies renouvelables représentent une part croissante de la production de chaleur et de froid. En 2022, elles couvraient **26,4% de la consommation finale** brute de chaleur et de froid (contre 20,7% en 2017).

	Réalisé 2017	Réalisé 2018	Réalisé 2019	Réalisé 2020	Réalisé 2021	Réalisé 2022	Objectif PPE 2028
Part des EnR dans la consommation finale brute de chaleur et de froid (%)	20,7	21,4	22,5	23,4	23,9	26,4	34,3 à 38,9

Figure 26 : Évolution de la part des énergies renouvelables dans la consommation finale brute de chaleur et de froid de 2017 à 2022 (Source : DGEC Indicateurs de suivi de la PPE d'après SDES)

La loi prévoit en outre de **multiplier par 5 la quantité de chaleur et de froid EnR&R livrée par les réseaux de chaleur et de froid entre 2012 et 2030.**

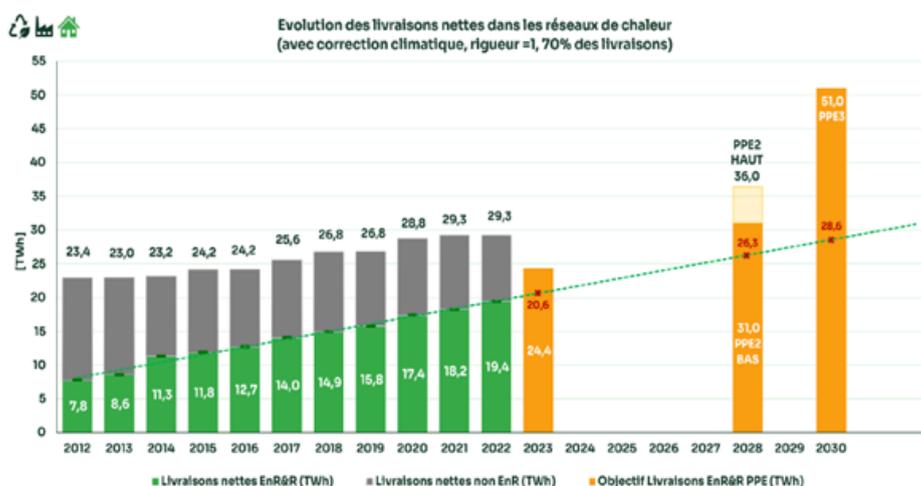


Figure 27 : Évolution des livraisons nettes de chaleur dans les réseaux de chaleur de 2012 à 2022 (Source : FEDENE/SNCU)

Comment l'Etat soutient-il le développement de la chaleur renouvelable ?

Afin de soutenir le développement de la chaleur renouvelable, l'État a confié à l'ADEME, depuis 2009, la **gestion du Fonds Chaleur**. Le Fonds Chaleur a pour mission de financer les projets de production de chaleur à partir d'EnR&R ainsi que les réseaux de chaleur et de froid liés à ces installations. Sur la période 2009-2023, l'ADEME a engagé **4,3 Mds€** à travers le Fonds Chaleur pour soutenir **plus de 8 500 opérations**, qui ont généré un montant d'investissement total de près de 14 Mds€ et qui représentent une production supplémentaire de chaleur renouvelable de 45 TWh/an, équivalent à la consommation de chaleur de 5 millions de logements.

Par ailleurs, depuis 2021, l'ADEME contribue à la forte accélération des projets de décarbonation de la chaleur dans l'industrie en tant qu'opérateur de France Relance puis de France 2030. Ainsi, en 2023, France 2030 a permis d'attribuer :

- à travers l'appel à projet BCIAT (Biomasse Chaleur Industrie Agriculture et Tertiaire) : 148,5 M€ d'aides à 32 installations, pour une production de chaleur de 1,93 TWh/an ;
- à travers l'appel à projet BCIB (Biomasse Chaleur Industrie du Bois) : 55 M€ à 9 installations, pour une production de chaleur de 0,466 TWh/an.

Sur la seule année 2023, l'ensemble des aides du Fonds Chaleur et de France 2030 consacrées à la chaleur renouvelable a permis d'accompagner près de 1450 projets, qui permettront une production de chaleur EnR&R de plus de **5,2 TWh/an pour un montant d'aide de 804 M€**.

Pour poursuivre cette dynamique, le Fonds chaleur est doté de 820 M€ en 2024 (contre 350 M€ en 2021, 520M€ en 2022 et 595 M€ en 2023).

Quelles perspectives à horizon 2050 ?

La **part des combustibles fossiles** (fioul, réseaux de gaz, etc.) dans la production de chaleur et de froid doit **décroître jusqu'en 2050**, par l'effet conjugué du déploiement des modes de chauffage EnR&R décentralisés et de l'augmentation de la chaleur EnR&R livrée par les réseaux de chaleur. Dans l'étude « Transition(s) 2050 » de l'ADEME, la **part des EnR&R dans la consommation de chaleur hors réseaux passe de 15% en 2015 à environ 60% dans les scénarios S1, S2 et S3 et plus de 45% dans le scénario S4 à l'horizon 2050**. Dans le secteur résidentiel, cette part évolue de 25% en 2015 à près de 70% dans l'ensemble des scénarios en 2050 ; dans le secteur tertiaire, elle évolue de 6% en 2015 à environ 50% dans les scénarios S1, S2, S3 et autour de 25% dans le scénario S4 en 2050 ; la tendance est similaire dans le secteur industriel, où cette part évolue de 9% en 2015 à environ 60% dans les scénarios S1 et S2, 45% dans le scénario S3 et 30% dans le scénario S4 en 2050.

Par ailleurs, **tous les scénarios reposent sur un accroissement du poids des réseaux de chaleur dans la fourniture de chaleur** (de 4% en 2015 à respectivement 8%, 12% 13% et 6% dans les scénarios S1, S2, S3, S4 en 2050). La part des ENR&R dans les réseaux de chaleur (biomasse, chaleur issue des usines d'incinération des ordures ménagères, géothermie, chaleur de récupération, biogaz, solaire thermique) augmente fortement dans tous les scénarios, passant de 50% en 2015 à 90% dans les scénarios S1, S2 et S3 et 88% dans le scénario S4 en 2050.

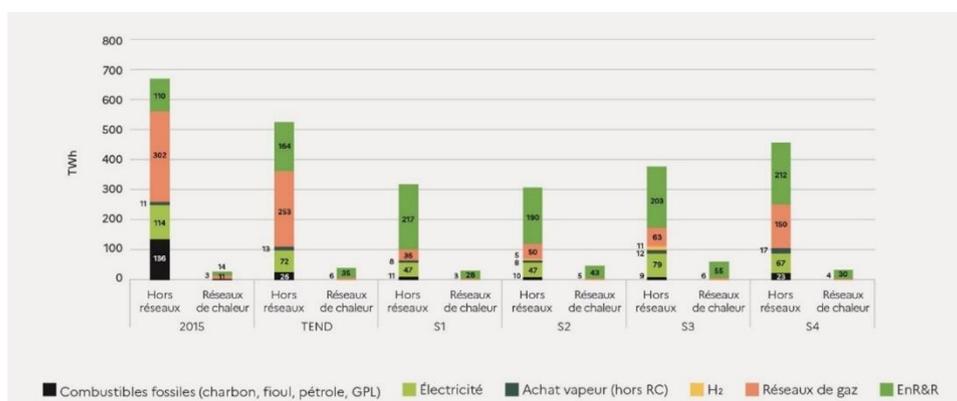


Figure 28 : Synthèse des scénarios ADEME « Transition(s) 2050 » pour les mix énergétiques de la chaleur réseaux et hors réseaux en 2050 (Source : Etude « Transition(s) 2050 » de l'ADEME)

FICHE THEMATIQUE N°12 : LE BIOGAZ

Qu'est-ce que le biogaz ?

Le biogaz est un **gaz renouvelable** produit à partir de la biomasse. Il s'agit de la **seule solution technique aujourd'hui mature pour décarboner le gaz naturel fossile** (environ 400 TWh par an de consommation primaire en France). Cependant, le caractère fini de la ressource en biomasse et ses différents usages ne permettent pas d'envisager une substitution par du biogaz de l'ensemble du gaz fossile actuellement consommé. L'atteinte de la neutralité carbone à l'horizon 2050 nécessitera donc à la fois **un développement de la production de gaz bas carbone et une baisse de la consommation de gaz**.

Le biogaz **peut être valorisé de différentes manières** : il peut être épuré afin d'obtenir un gaz, nommé **biométhane**, dont les propriétés thermodynamiques sont équivalentes au gaz naturel, ce qui permet de **l'injecter dans les réseaux gaziers** ou de le **conditionner comme carburant pour les véhicules à gaz (bioGNV)**. Le biogaz peut également être directement **utilisé comme combustible**, ou pour **produire de l'électricité**.

Compte tenu des limites précitées, la **production de biogaz est donc prioritairement orienté vers les activités pour lesquelles l'utilisation de gaz est difficilement substituable par un autre vecteur énergétique**. C'est le cas par exemple de la production de chaleur à haute température dans l'industrie ou le secteur du transport de marchandises longue distance (navires propulsés au GNL).

Le biogaz a connu **un fort développement au cours des dernières années**. Le nombre d'installations de production de biogaz a quasiment triplé depuis fin 2017, et au 30 juin 2024, on compte 1 791 installations produisant du biogaz :

- 694 installations le valorisant par injection dans les réseaux de gaz naturel (capacité de production de 12,56 TWh PCS/an pour une production de 9,1 TWh PCS sur toute l'année 2023, à comparer à l'objectif de production de 6 TWh/an en 2023 prévu par la PPE 2) ;
- 1 097 installations le valorisant par production d'électricité (soit une capacité installée de 591 MW).

Comment produit-on le biogaz ?

Actuellement, le **biogaz est principalement produit par méthanisation**, à savoir un processus biologique de dégradation de la matière organique en l'absence d'oxygène, grâce à l'action de divers micro-organismes. Cette dégradation aboutit à la production :

- de biogaz brut, composé d'environ 50 % à 70 % de méthane (CH₄), de 20 % à 50 % de dioxyde de carbone (CO₂) et de quelques autres gaz (NH₃, N₂, H₂S) ;
- d'un produit humide riche en matière organique appelé digestat.

La méthanisation implique **l'utilisation de matières organiques pouvant être dégradées facilement par des micro-organismes**. Les matières (intrants) pouvant être utilisées dans un méthaniseur comprennent les biodéchets ménagers, les déchets organiques de l'industrie agro-alimentaire, les effluents d'élevages, les déchets végétaux, les produits agricoles et les boues d'épuration résultant du traitement des eaux usées. Afin de permettre un développement de la méthanisation tout en limitant la concurrence avec l'alimentation, **l'article D. 543-292 du code de l'environnement prévoit qu'un méthaniseur ne peut utiliser plus de 15 % de cultures principales**, qu'il s'agisse de cultures alimentaires ou énergétiques. Les cultures principales sont les cultures présentes sur une parcelle au 1er juin, et celles déclarées au titre de la politique agricole commune.

D'autres procédés innovants, comme la pyrogazéification, la gazéification hydrothermale ou la méthanation, **font actuellement l'objet d'expérimentations** et pourraient contribuer à moyen terme à la production de

biogaz. Cependant, la faisabilité et la pertinence d'un déploiement à grande échelle de ces procédés ne sont pas complètement démontrées à ce jour. Il subsiste des incertitudes technico-économiques concernant les rendements associés à ces procédés, leurs coûts de production, potentiellement élevés, et les intrants mobilisables sans générer de conflits d'usages.

Quels sont les objectifs de développement du biogaz ?

En cohérence avec l'objectif de neutralité carbone en 2050, l'article L. 100-4 du code de l'énergie fixe aujourd'hui l'objectif de porter la part des énergies renouvelables à 10 % de la consommation de gaz à l'horizon 2030.

La précédente programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE 2) a fixé un objectif de production de biogaz de 14 TWh/an à l'horizon 2023, dont **6 TWh/an pour le biogaz valorisé par injection dans un réseau** de gaz naturel. Cet objectif a été dépassé dès 2022 avec 7 TWh injectés dans les réseaux, puis 9,1 TWh en 2023.

La PPE 3 revoit à la hausse l'objectif pour 2030 et le fixe à 50 TWh de biogaz dont **44 TWh injectés dans les réseaux de gaz naturel**, ce qui représenterait environ **15 % de la consommation de gaz de réseau** à cet horizon.

Quels sont les dispositifs de soutien au biogaz ?

Plusieurs dispositifs de soutien ont été mis en place pour accompagner le développement de la filière de production de biogaz, et soutenir différents types de projets :

- Un **dispositif d'obligation d'achat à tarif réglementé pour le biogaz injecté** dans un réseau de gaz naturel, mis en place en 2011, qui constitue le principal dispositif de soutien à la production de biogaz valorisé par injection. Ce régime d'aide est depuis 2020 réservé aux installations ayant une capacité de production inférieure à 25 GWh/an ;
- Un **dispositif d'obligation d'achat du biogaz injecté** dans un réseau de gaz naturel à la suite d'**appel d'offres** pour soutenir les projets ayant une capacité de production supérieure à 25 GWh/an. Ce dispositif pourrait être transitoire jusqu'au déploiement du dispositif de certificats de production de biogaz ;
- Un **dispositif de complément de rémunération pour l'électricité** produite par le biogaz issu de la méthanisation est destiné aux installations éloignées des réseaux de gaz naturel.
- Les **certificats de production de biogaz (CPB)**, mécanisme qui impose aux fournisseurs de gaz naturel une restitution à l'Etat de certificats correspondant à une production de biogaz avec valorisation par injection dans un réseau de gaz naturel est par ailleurs en cours de déploiement. Une trajectoire de restitution 2026-2028 a été adoptée en juillet 2024¹³. Les fournisseurs de gaz naturel pourront obtenir ces certificats en produisant eux-mêmes du biogaz injecté dans le réseau ou auprès de tiers producteurs de biogaz injecté. Ce mécanisme est ainsi similaire à une obligation d'incorporation de productions nouvelles de biogaz.

Par ailleurs, un **complément de rémunération pour le biogaz non injecté** dans un réseau de gaz naturel à la suite d'**appel à projets** destiné à soutenir la méthanisation à destination de la mobilité principalement

¹³ Décret n° 2024-718 du 6 juillet 2024 relatif à l'obligation de restitution de certificats de production de biogaz

est à l'étude. Il vise à favoriser la valorisation du biogaz sous forme de biocarburant pour véhicules (bioGNV) sur l'ensemble du territoire, y compris dans les zones éloignées des réseaux de gaz naturel ;

Quelles perspectives pour la production de biogaz à long terme ?

Le potentiel de **production de biogaz est directement lié au potentiel de production de biomasse** et à **la répartition de cette biomasse entre les différents usages**. En préparation de la SNBC3, des **études sont menées** pour affiner les évaluations du potentiel de production de biomasse et des besoins pour les différents usages, et donc du potentiel de production de biogaz.

FICHE THEMATIQUE N°13 : LES BIOCARBURANTS

Que sont les biocarburants ?

Les biocarburants constituent une alternative aux carburants d'origine fossile **obtenus à partir de la biomasse** (ressources végétales, animale résiduelles ou déchets). Ils sont généralement **incorporés dans les carburants d'origine fossile ou peuvent être utilisés purs sous certaines conditions**.

En France, les biocarburants les plus utilisés sont issus de ressources agricoles qui s'inscrivent le plus souvent dans un système de valorisation complémentaire entre **les usages pour la production alimentaire d'une part et pour la production énergétique d'autre part**. Par exemple, les graines de colza produisent de l'huile utilisée pouvant être transformée en biogazole, le reste de la graine étant valorisé en tourteaux à destination de l'alimentation animale. Depuis quelques années, ce sont les filières de valorisation de déchets qui prennent leur essor, notamment à travers l'usage d'huiles alimentaires usagées. La réglementation distingue ainsi plusieurs catégories de biocarburants selon la nature de la matière première : les biocarburants issus de matière première en concurrence avec l'alimentaire (dits biocarburants de première génération ou conventionnels) et les biocarburants avancés élaborés à partir des déchets considérés comme les plus vertueux.

L'usage des biocarburants **contribue largement à l'objectif européen de décarbonation des transports issu de la directive relative à la promotion des énergies renouvelables, pouvant être exprimé au choix des Etats membres**, à 29 % de l'énergie des transports sous forme d'énergies renouvelables d'ici à 2030, ou en réduction de 14,5 % de l'intensité carbone **des énergies utilisées dans les transports**.

En France, les biocarburants représentent **environ 22% de la consommation finale d'énergies renouvelables, et 8,5% de la consommation énergétique finale des transports en 2023**.

Quelles sont les différentes filières de biocarburant ?

La filière essence

La filière biocarburant « essence », à destination des véhicules essence, comprend l'éthanol, son dérivé l'ETBE (éthyl-tertio-butyl-éther), ainsi que les huiles hydrotraitées adaptées aux essences. **En France, en 2022, 9,1% de l'énergie contenue dans les essences était d'origine renouvelable**, majoritairement composée de bioéthanol produit à partir de betterave à sucre et de céréales (blé, maïs), mais également de certains résidus vinicoles (marcs de raisin et lies de vin).

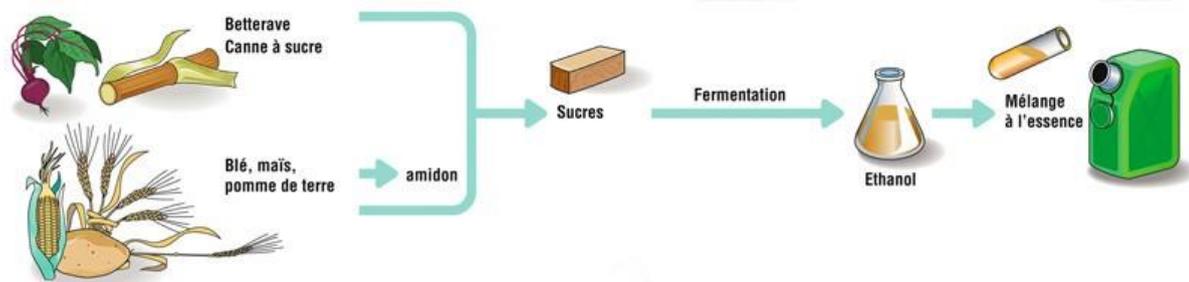


Figure 29 : Schéma de production du bioéthanol (Source : IFPEN)

Les sucres contenus dans les plantes sont transformés en alcool par un procédé de fermentation, puis déshydratés pour obtenir du bioéthanol.

La filière gazole

La filière des biocarburants gazole, regroupé sous l'appellation « biogazole », comprend différents produits fabriqués à partir d'huiles issues de plantes oléagineuses, de graisses animales ou d'huiles usagées. **En 2022, 7,2% de l'énergie contenue dans le gazole provenait de biocarburants d'origine renouvelable.**

Il existe deux principaux biocarburants pour la filière gazole : les EMAG (esters méthyliques d'acides gras) les HVO (huiles hydrotraitées).

Les EMAG sont obtenus par une réaction consistant à faire réagir un corps gras (contenus dans les huiles ou les graisses) avec un alcool (méthanol ou éthanol) pour obtenir un ester d'acide gras. En France, les EMAG sont essentiellement produits à partir d'huile de Colza.



Figure 30 : Schéma de production des EMAG (Source : IFPEN)

Pour les HVO, bien que la matière première utilisée soit similaire à celle des EMAG, le processus de transformation est différent : il implique l'hydrogénation des graisses pour former des chaînes d'hydrocarbures. L'hydrotraitement peut être réalisé :

- Dans une unité dédiée de type « bioraffinerie »,
- En co-traitement (ou *co-process*) dans une raffinerie (l'huile est mélangée en amont de l'unité de désulfuration à un flux pétrolier de gazole).

Les filières du futur :

Plusieurs filières se développent avec de nouveaux procédés industriels utilisant des sources de biomasse non destinées à l'alimentation humaine ou animale, ou valorisant des déchets industriels. Elles permettent par exemple de produire des biocarburants via la transformation de la lignocellulose contenue dans les résidus agricoles (paille) et forestiers (bois), dans des plantes provenant de cultures dédiées (taillis à croissance rapide). Deux voies sont développées pour transformer la lignocellulose des plantes :

- La voie thermochimique (la biomasse est transformée à haute température) pour obtenir du biogazole de synthèse ;
- La voie biochimique (transformation de la biomasse par hydrolyse enzymatique puis fermentation) pour obtenir de l'éthanol.

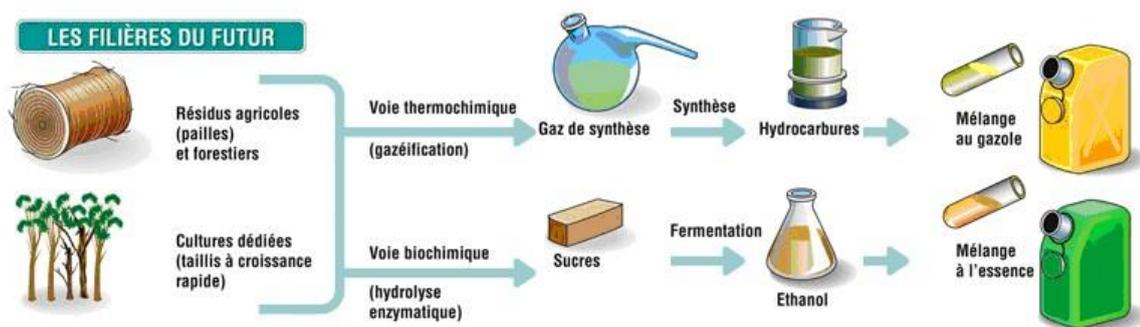


Figure 31 : Schéma de production des filières du futur (Source : IFPEN)

Ces nouvelles filières présentent des bilans énergétiques plus favorables et permettent en outre de limiter les problématiques d'usage des sols et de concurrence avec les débouchés alimentaires, tout en diversifiant les ressources en matières premières vers des ressources plus vertueuses à plus faible impact pour l'alimentation humaine ou animale, ou pour l'environnement.

Quels sont les critères de durabilité des biocarburants ?

Les biocarburants doivent respecter des critères de durabilité stricts permettant de s'assurer qu'ils constituent **une solution durable** au remplacement du pétrole. Ces critères de durabilité ainsi que les mécanismes de vérification pour garantir que les opérateurs économiques les respectent sont prévus par la réglementation européenne. Ainsi, seuls les biocarburants répondant aux critères de durabilité définis ci-après peuvent être pris en compte pour évaluer la réalisation des objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre et bénéficier d'un soutien financier pour leur utilisation :

- **Les critères liés aux émissions de gaz à effet de serre** (GES) : selon l'usine de production de biocarburant, le produit fini doit permettre une réduction allant de 50 à 65% de réduction de gaz à effet de serre par unité d'énergie comparé à l'équivalent fossile. Le calcul des émissions de GES des biocarburants prend en compte l'ensemble du cycle de vie, incluant notamment les émissions liées à la culture des matières premières, les émissions du transport et celles dues à la transformation.
- **Les critères liés aux terres** : les biocarburants ne doivent pas être produits à partir de terres riches en biodiversité, de terres présentant un important stock de carbone ou de tourbières ou de terres déforestées.

L'ensemble de ces critères s'applique à toute la chaîne de production et de distribution des biocarburants, dont les étapes vont du champ jusqu'à la mise à la consommation.

Depuis 2015, l'incorporation de biocarburants conventionnels est plafonnée à 7% de l'énergie contenue dans les carburants. En France, certaines ressources ont également été exclues du mécanisme incitatif. Ainsi, les biocarburants utilisés permettent une réduction moyenne de 65% de GES comparé à leur équivalent fossile.

Comment soutient-on le développement des biocarburants ?

Le soutien à la **consommation de biocarburants est aujourd'hui porté par** la taxe incitative relative à l'utilisation d'énergie renouvelable dans les transports (TIRUERT). Cette taxe encourage l'incorporation et la distribution de biocarburants en pénalisant les opérateurs qui mettent à consommation une proportion de biocarburants inférieure à un objectif d'incorporation défini annuellement.

Des travaux sont en cours pour mettre en cohérence la TIRUERT avec la directive européenne relative aux énergies renouvelables.

Quels sont les besoins et usages de biocarburants à court, moyen et long terme ?

Avec l'électrification progressive des véhicules, le parc de véhicules thermiques roulant à l'essence et au diesel est amené à décroître d'ici 2035. A court terme, la décarbonation des véhicules thermiques encore en circulation peut donc passer par **l'usage de carburants durables** permettant une réduction conséquente des émissions de gaz à effet de serre. A plus long terme, les besoins en carburants durables pour les véhicules particuliers diminueront progressivement.

L'électrification du parc automobile aura un rôle prépondérant et reste la priorité du gouvernement pour atteindre l'objectif de 14,5% de réduction de l'intensité carbone de l'énergie des transports à horizon 2030. Les biocarburants contribueront également à l'atteinte de cet objectif, notamment pour les secteurs difficiles à décarboner comme les usages non routiers, l'aérien ou le maritime. Le développement des biocarburants avancés est donc nécessaire et prioritaire. Il passe par le soutien de projets pilotes portant sur la valorisation

de la part non alimentaire de la plante et sur la valorisation de déchets. Des besoins complémentaires en biocarburants peuvent également émerger pour la production d'électricité dans des zones non interconnectées.

Les biocarburants **auront donc un rôle important à jouer pour atteindre la neutralité carbone** d'ici 2050, notamment pour les secteurs de transport les plus difficiles à électrifier. Le **développement futur des biocarburants se fera sur une logique d'économie circulaire** en allant capter les déchets plutôt qu'en prélevant plus de ressources pouvant être utilisées en alimentation humaine ou animale.

FICHE THEMATIQUE N°14 : LES ENJEUX DE L'UTILISATION DE LA BIOMASSE A DES FINS ENERGETIQUES

Qu'est-ce que la biomasse ?

L'article L. 211-2 du code de l'énergie définit la biomasse comme « *la fraction biodégradable des produits, des déchets et des résidus d'origine biologique provenant de l'agriculture, y compris les substances végétales et animales, de la sylviculture et des industries connexes, y compris la pêche et l'aquaculture, ainsi que la fraction biodégradable des déchets, notamment les déchets industriels ainsi que les déchets ménagers et assimilés lorsqu'ils sont d'origine biologique.* ». Les ressources en biomasse concernées par la production d'énergie sont souvent **utilisées pour d'autres usages tels que l'alimentation humaine ou animale**, la construction ou la transformation industrielle.

La biomasse regroupe toutes les matières organiques susceptibles de devenir des sources d'énergie pour différents usages (transport, chaleur industrielle, chauffage collectif, production d'électricité, etc.). Elles peuvent être exploitées directement, comme dans le cas du bois énergie en tant que combustible, ou après des processus tels que la méthanisation de la matière organique pour produire du biogaz, ou encore par des transformations chimiques pour obtenir des biocarburants.

Quels enjeux sur la ressource en biomasse ?

Les travaux de modélisation conduits dans le cadre de la préparation de la SNBC 3 s'inscrivent dans la continuité des précédents et **confortent l'hypothèse de hausse prévisible de la consommation de biomasse à des fins énergétiques dans un contexte de décarbonation de l'ensemble des secteurs de l'économie**, et de possibilité limitée de recourir à d'autres vecteurs, en particulier l'électricité, pour l'ensemble des consommations énergétiques.

Face à cette augmentation prévisible de la consommation en biomasse, un premier enjeu consiste à **déployer des mesures, adaptées à chaque secteur, permettant une mobilisation accrue pour augmenter l'offre de biomasse utilisable à des fins énergétiques par rapport à un scénario tendanciel**, sans préjudice de la priorité à donner aux usages alimentaires (pour la biomasse agricole), aux puits de carbone et à la production pour des usages industriels non énergétiques, notamment sous forme de molécules et de matériaux (pour la biomasse agricole et forestière).

A ce stade, la version provisoire du scénario de référence prévoit une **production accrue de biomasse à des fins énergétiques de 230 TWh Ef PCI à l'horizon 2030**, contre 209 TWh Ef PCI en scénario tendanciel, comme l'illustre la figure suivante¹⁴. **Une telle évolution repose** à la fois sur des **dispositifs de collecte améliorés**, et sur des **modifications importantes des pratiques culturelles et/ou des surfaces concernées**, traduites par les hypothèses du scénario provisoire de référence de la SNBC 3 et par les orientations et leviers de la présente stratégie.

Hypothèses retenues dans la version provisoire du scénario de référence de la SNBC 3 pour accroître l'offre de biomasse utilisable à des fins énergétiques par rapport à un scénario tendanciel

14 Un **effort conséquent est à produire dans le secteur agricole** sur les cultures intermédiaires (+15TWh Ef entre 2019 et 2030), les cultures lignocellulosiques (+5 TWh Ef entre 2019 et 2030), les résidus de culture (+11 TWh Ef entre 2019 et 2030), les effluents d'élevage (+5 TWh Ef entre 2019 et 2030), le bois issu d'agroforesterie (+3 TWh Ep entre 2019 et 2030). **Concernant la biomasse ligneuse**, le principal gain quantitatif serait attendu sur la mobilisation de la biomasse primaire et des connexes liés à la progression de la récolte (+7 TWh Ef entre 2019 et 2030) et sur les déchets de bois en fin de vie (+3 TWh Ef entre 2019 et 2030).

- La surface totale avec cultures intermédiaires passe d'environ 3 Mha en 2020 à 4,8 Mha en 2030, et la part de CIVE progresse (4% en 2020 contre 19% en 2030)
- La production totale de culture intermédiaires est multipliée par 2 (9 MtMS en 2020 à 18 MtMS en 2030) ;
- Les surfaces dédiées aux cultures énergétiques pérennes passent de 0 à 96 kha en 2030 ;
- La proportion de CIVE méthanisées passe de 4% en 2020 à 35% en 2030. La quantité de résidus de culture utilisés en carburants 2G passe de 0 à 357 kt en 2030.
- La quantité de fumier ou de lisier méthanisé est multipliée par 3 d'ici 2030 (874 kt en 2020 contre 2 872 kt en 2030), alors que globalement le cheptel diminue ce qui traduit le fait que le % de déjections méthanisées s'améliore (6% en 2020 contre 22% en 2030).
- Le linéaire de haies augmente de 50 000 km d'ici 2030 (passer de 734 000 km en 2020 à 784 000 km en 2030)

Ces hypothèses sont en lien étroit avec celles sur les régimes alimentaires puisque la disponibilité des terres et de leurs capacités productives pour la production de biomasse à des fins énergétiques, ainsi que la disponibilité de certains résidus (pailles, effluents...), dépend de l'usage des terres déjà consacrées à la production alimentaire, ainsi que des modes de production alimentaire.

Le % de déchets bois ultimes valorisés en énergie passe de 67% en 2021 à 85% en 2030.

La récolte en forêt progresse de 55 Mm³ à 63 Mm³ en 2030, ce qui fait mécaniquement augmenter les disponibilités en bois énergie (co-produits de récolte, connexe de transformation), même si dans le même temps, la part de la récolte consacrée au bois-énergie passe de 63 % à 58 % (concomitamment à l'augmentation de la part consacrée aux sciages et panneaux : passage de 20% en 2021 à 30% en 2030).

La quantité de déchets dirigée vers la méthanisation est multipliée par 3 (1 Mt de déchets en 2020 contre 3 Mt en 2030).

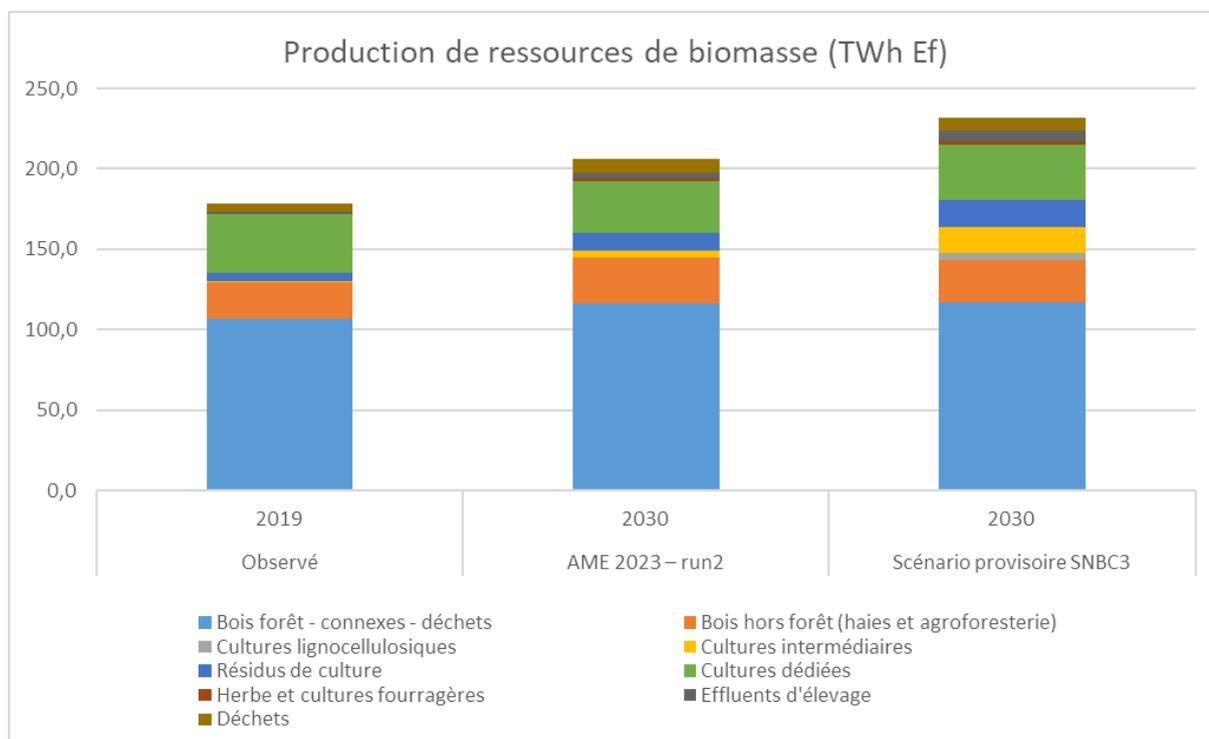


Figure 32 : Evolution de la production de ressources en biomasse entre le scénario tendanciel (AME) et le scénario provisoire de référence (AMS) de la SNBC 3 à l'horizon 2030

Cette **mobilisation accrue des ressources en biomasse fait l'objet de la stratégie nationale de mobilisation de la biomasse (SNMB)**, prévue par l'article L. 211-8 du code de l'énergie et publiée le 26 février 2018¹⁵. Elle établit des recommandations afin d'améliorer et augmenter la mobilisation de la biomasse domestique, pour couvrir, autant que possible à partir de ressources domestiques, les besoins identifiés en matière de biomasse, aussi bien à des fins énergétiques, que pour la construction ou les biomatériaux et la chimie biosourcée. Cette **stratégie nationale est désormais déclinée à l'échelon régional**, par les schémas régionaux biomasse prévus à l'article L. 222-3-1 du code de l'environnement¹⁶.

L'accroissement du besoin en ressource « biomasse » **doit par ailleurs s'insérer dans une démarche de durabilité**. L'encadrement environnemental des pratiques de cultures ou gestion et de récolte de biomasse, doit être clair et transparent et s'appuyer sur les dernières connaissances scientifiques disponibles¹⁷. **Cet encadrement repose sur un socle d'exigences européennes au premier rang desquelles les dispositions environnementales de la politique agricole commune, et la durabilité des bioénergies au sens de la directive européenne dite « RED »** (renewable energy directive), en rappelant que la biomasse utilisée à des fins énergétiques est bien souvent un co-produit ou résidu d'autres activités productrices de biomasse, a souvent une forte composante territoriale et que, concernant la biomasse forestière, pour les forêts sous document de gestion, elle bénéficie déjà d'un encadrement national (code forestier) apportant une « garantie de gestion durable » au sens français du terme.

15 Cette stratégie sera réactualisée afin de prendre en compte les nouveaux objectifs de la PPE et de la SNBC.

16 Ces documents précisent les mesures concrètes à mettre en œuvre, ainsi que les objectifs chiffrés régionaux de mobilisation de nouvelles ressources. Les objectifs définis à l'échelon régional permettront d'ajuster en conséquence la SNMB.

17 En ce sens, une synthèse bibliographique de l'INRAE, achevée en 2023, pose les bases de la réflexion sur les impacts environnementaux potentiels, et identifie les connaissances à renforcer.

Impacts environnementaux potentiels de l'accroissement de la mobilisation de biomasse à des fins énergétiques et connaissances à renforcer selon [la synthèse bibliographique de l'INRAE achevée en 2023](#)

Cette synthèse pose les **bases de la réflexion sur les impacts environnementaux potentiels, et identifie les connaissances à renforcer**. Il est à souligner que cette étude constitue une étude bibliographique, et non une étude de cas analysant les pratiques ou le cadre réglementaire français.

Les **cultures annuelles** font avant tout l'objet de points d'alerte de même nature que ceux portant sur les cultures alimentaires, justifiant l'encadrement de l'usage de ce type de cultures.

Les **cultures pérennes** type miscanthus ou switchgrass présentent davantage d'effets positifs, surtout lorsqu'elles sont implantées sur des terres marginales, mais l'intensification des pratiques (prélèvement en eau, intrants) ou le choix des zones d'implantation restent des points d'attention. Le rapport pointe le besoin d'études locales concernant les niveaux « limites » d'exportation de pailles et résidus, afin de maintenir une qualité des sols suffisante en termes de matière organique. Des effets positifs potentiels sont identifiés sur les CIVE (stock de carbone du sol, gestion de l'azote, réduction du ruissellement et de l'érosion, biodiversité) avec cependant des limites identifiées sur la recharge en eau des nappes phréatiques, et le besoin global de recherche additionnelle sur cette thématique (cycles carbone-azote-eau et leurs couplages, biodiversité, pérennité face au changement climatique). L'intérêt environnemental de l'herbe de fauche issue des prairies, en particulier celles incluant des légumineuses, est souligné à plusieurs égards, en insistant sur la nécessité d'une fréquence de fauche adaptée pour assurer le maintien des services écosystémiques associés aux prairies.

Concernant les **effluents d'élevage**, l'importance des conditions de stockage (cuves couvertes) et d'épandage est soulignée.

Concernant la **biomasse forestière**, le risque d'appauvrissement en minéraux occasionné par les prélèvements en menus bois et rémanents est pointé, ainsi que l'impact potentiel sur le cycle de l'eau et le ruissellement selon les modalités de la coupe (coupe rase, tassement lié aux machines). L'intérêt des granulés fabriqués à partir de résidus de transformation est souligné. Les impacts liés à la mobilisation de taillis courte rotation ou à un prélèvement accru sur les haies restent globalement à analyser plus en détail.

Les **impacts des retours aux sols des digestats et vinasses** est nuancé. Les bonnes pratiques d'épandage, adaptées au contexte pédoclimatique, sont indispensables pour minimiser ces impacts. Les biochars semblent globalement avoir des impacts positifs notamment sur le stockage du carbone dans les sols. Les cendres ne présentent quant à elles un intérêt potentiel qu'en termes de balance chimique, avec un point d'attention sur la dissémination d'éléments-traces métalliques.

Vers quels usages faut-il orienter stratégiquement la biomasse ?

Il convient de souligner que les objectifs fixés dans le présent document pour la production de chaleur renouvelable, de biogaz ou de biocarburants, sont étroitement liés à la disponibilité suffisante de biomasse. Ces objectifs ne pourront pas tous être atteints en cas d'évolutions défavorables de cette disponibilité.

Or, la production supplémentaire de biomasse énergétique est limitée par un nombre de facteurs et de priorités : priorisation de la sécurité alimentaire et d'autres usages non énergétiques, besoin de retours au sol suffisants pour maintenir le stock de carbone, orientation de la récolte en forêt vers les produits bois à longue durée de vie (construction, rénovation...), maintien du puits forestier, préservation de la biodiversité, impacts du changement climatique limitant les rendements agricoles ou forestiers, enjeux propres à l'évolution des modes de culture, pollution de l'air, etc. La substitution par la biomasse ne peut ainsi être la seule réponse à la question du bouclage énergétique. Le bouclage en énergie passe par deux leviers : la biomasse et l'électricité décarbonée. Or au regard de sa disponibilité et de la hiérarchisation de ses usages, la biomasse

ne peut être une variable d'ajustement, et elle devra en priorité être allouée, parmi les usages énergétiques, aux usages qui ne disposent pas de meilleure alternative, notamment pour produire de la chaleur haute-température dans l'industrie.

Une mobilisation accrue de la production de biomasse ne peut résoudre totalement le sujet de l'adéquation entre offre et demande de biomasse : sécuriser ce bouclage à long terme est un des enjeux du travail complémentaire sur la planification qui doit se poursuivre dans les prochains mois. En tout état de cause, une modération de la demande de biomasse apparaît nécessaire compte-tenu du caractère limité de la ressource. Une telle modération de la demande passera en premier lieu par des choix stratégiques visant à hiérarchiser les usages à long terme du plus prioritaire au moins prioritaire, en s'appuyant en particulier sur la disponibilité d'alternatives énergétiques à la biomasse pour certains usages, par exemple le recours aux pompes à chaleur ou à la géothermie pour le chauffage de certains bâtiments résidentiels ou tertiaires. La modération de la demande de biomasse rejoint également l'enjeu de réduction globale de la consommation d'énergie, abordée dans l'objectif 1. Une telle hiérarchisation des usages est proposée ci-après.

USAGES DE LA BIOMASSE	EXPLICATION
USAGES À CONSIDÉRER EN PRIORITÉ	
ALIMENTATION HUMAINE	Enjeu de souveraineté alimentaire.
ALIMENTATION ANIMALE	Enjeu d'autonomie protéique – à hauteur des besoins d'une consommation inférieure de protéines animales cohérente avec le scénario global de transition des régimes alimentaires.
PUITS DE CARBONE – PRODUITS BOIS ET FORÊTS	A hauteur des besoins déterminés par la SNBC pour assurer le bouclage GES
FERTILITÉ DES SOLS (RETOUR AU SOL DES RÉSIDUS ET COUVERTS)	A hauteur des besoins pour conserver le rendement.
INDUSTRIE – CHALEUR HAUTE °C ET NON-ÉNERGÉTIQUES	Pas d'alternatives décarbonées.
RÉSEAUX DE CHALEUR	Peu d'alternatives pour décarboner le mix de chaleur.
CONSOMMATIONS ÉNERGÉTIQUES DE L'AGRICULTURE ET DE LA FILIÈRE FORÊT-BOIS	Notamment pour la machinerie agricole. Possibilités de circuits courts et valorisation de la production énergétique de l'agriculture (également possibilité d'envisager davantage d'électrification). Filière forêt-bois : autoconsommation de ressources propres et production énergétique valorisable sur site.
ENGINS LOURDS DE CHANTIER	Peu d'alternatives décarbonées. Cohérence à assurer avec le scénario SNBC concernant le secteur du BTP.
USAGES À DÉVELOPPER RAISONNABLEMENT ET SOUS CONDITIONS	

USAGES DE LA BIOMASSE	EXPLICATION
TRAFIC AÉRIEN (DOMESTIQUE ET INTERNATIONAL)	Possibilité de modérer le trafic au travers du signal prix, des reports modaux et de la sobriété. Limitation de la biomasse allouée à ce secteur. Priorité donnée à long terme au recours aux carburants d'aviation durables de synthèse.
SOUTES MARITIMES	Possibilité d'utiliser des carburants de synthèse (notamment le diesel de synthèse issu de la production de kerosène de synthèse). Question du niveau de trafic, avec d'une part une volonté de re-soutage en France, et de l'autre une baisse des importations en lien avec la ré-industrialisation.
TRANSPORTS – PL, BUS ET CARS, ET TRANSPORT FLUVIAL ET FERROVIAIRE	Possibilité d'électrifier davantage (y compris via H2), question d'avoir deux infrastructures coexistantes pour H2 et GNV.
TRANSPORT – VÉHICULES LÉGERS	Via des taux d'incorporation maîtrisés, et en maintenant une priorité donnée à l'électrification progressive eu parc.
INDUSTRIE – CHALEUR BASSE TEMPÉRATURES	Existence d'alternatives décarbonées (PAC, solaire thermique, RCU, géothermie...).
RÉSIDENTIEL ET TERTIAIRE – BIOMASSE SOLIDE POUR CHAUFFAGE ET ECS PERFORMANTS	Possibilité de prioriser l'usage de la biomasse solide sur les appareils performants (après 2005) et très performants (après 2015) en incitant le remplacement des appareils non performants. Prioriser les appareils qui remplacent des équipements fossiles (fioul/GPL) en zone rurale.
OUTRE-MER (MAYOTTE, GUYANE, CORSE)	Questions sur la durabilité de l'importation de biomasse de métropole dans les OM. Possibilité de développer davantage les EnR électriques.
USAGES DONT LE DÉVELOPPEMENT EST À MODÉRER	
PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ	Privilégier d'autres solutions techniques (ex : H2, batteries) pour assurer la production thermique de pointe.
RÉSIDENTIEL ET TERTIAIRE – CHAUFFAGE ET ECS NON PERFORMANTS	Réduire l'usage des appareils peu performants (installés avant 2005) consommant de la biomasse solide.
RÉSIDENTIEL ET TERTIAIRE – CUISSON	Alternatives électriques (induction notamment) plus efficaces et moins dangereuses.

Quel rôle des pouvoirs publics ?

Faire face à ces enjeux environnementaux et économiques nécessite de disposer de données à jour, précises, cohérentes et transparentes dans leurs hypothèses, appelant à un effort continu de recherche et d'analyse, de coordination méthodologique des études, et de concertation avec les parties prenantes.

Le **rôle des pouvoirs publics** est de plusieurs ordres :

- **Etablir les projections les plus réalistes possibles** en matière de disponibilité et de consommation de biomasse, tout en assurant la cohérence entre les hypothèses formulées pour tous les secteurs d'activités d'offre et de demande (agricole, forestier, du bâtiment, de l'industrie, etc.), et en ayant un rôle de synthèse des connaissances et de financements de nouvelles études pour fiabiliser les projections
- **Décliner cette trajectoire de façon plus opérationnelle**, au travers notamment de divers documents de planification plus ou moins ciblés sur les enjeux de biomasse énergie (Programmation pluriannuelle de l'énergie, Stratégie Nationale de Mobilisation de la Biomasse, schémas régionaux de biomasse, Programme National de la Forêt et du Bois, plan stratégique national de la Politique agricole commune, etc.) ;
- **Financer et soutenir des projets viables et innovants**, à travers de dispositifs de soutien, dont les orientations et publics cibles sont adaptés et ajustés au fil du temps aux trajectoires, tels que le fonds chaleur géré par l'ADEME, ou des dispositifs temporaires comme France Relance ou France 2030 ;
- **Encadrer et contrôler la gestion des éventuels conflits d'usage et de mise en œuvre de la réglementation veillant à la durabilité de la biomasse** utilisée à des fins énergétiques, conformément aux exigences européennes de la directive relative aux énergies renouvelables, révisée fin 2023. Les services de l'Etat et de l'ADEME en région ont ainsi, depuis une dizaine d'années, un rôle de contrôle *a priori* des approvisionnements des nouvelles installations de production énergétique afin de limiter les conflits d'usage (cellules régionales biomasse).

Comment prendre et partager les décisions sur la biomasse ?

Pour mettre en œuvre les choix stratégiques relatifs à la biomasse et garantir l'atteinte des objectifs fixés par la PPE, il conviendra de renforcer la gouvernance de la biomasse, notamment localement, afin de mieux partager les décisions prises en matière de priorités et de dispositifs d'aides publiques, dans la mise en œuvre de la hiérarchisation des usages présentée ci-dessus.

Au niveau national, **un décret** et **un arrêté** ont été publiés le 7 juillet 2024 pour faire de la Commission Thématique Interfilières bioéconomie de FranceAgriMer le lieu de discussion entre parties prenantes et Etat au sujet de ces décisions ayant trait à la biomasse. Cette commission permettra également de suivre à un niveau stratégique l'avancement de la mise en œuvre de la Stratégie Nationale de Mobilisation de la Biomasse qui sera prochainement révisée, en assurant un dialogue et une cohérence avec les Schémas Régionaux de Biomasse.

Un suivi régulier des données disponibles, tant du côté de l'offre que de la demande, sera fait en concertation avec les filières concernées. Il s'agira en priorité de garantir un meilleur accès aux données aux cellules biomasse régionales.

Pour appuyer l'Etat sur les enjeux scientifique et techniques entourant la biomasse (collecte de données, projections et modélisations, anticipation et prévention des impacts environnementaux...) un « groupement d'intérêt scientifique biomasse » a été annoncé le 1er mars 2024, rassemblant quatre établissements publics experts du sujet (FranceAgriMer, ADEME, IGN, INRAe).

FICHE THEMATIQUE N°15 : L'HYDROGENE DECARBONE

Qu'est-ce que l'hydrogène décarboné et comment le produit-on ?

Aujourd'hui, en France, **l'hydrogène est principalement utilisé dans l'industrie pétrolière et chimique**, pour une consommation française totale de l'ordre de 900 000 tonnes par an dont une moitié environ est co-produite au sien des procédés industriels. Pour la partie faisant l'objet d'une production dédiée, il s'agit, **en grande majorité, d'hydrogène carboné**, produit par « vaporéformage » du gaz naturel. Cette production engendre de l'ordre de 9 millions de tonnes de CO₂ par an. Il s'agit, pour l'essentiel, d'un usage de l'hydrogène pour ses propriétés chimiques, et non d'un usage énergétique. L'usage énergétique peut-être envisagé :

- par oxydoréduction de l'hydrogène, dans une pile à combustible (qui émet alors de l'eau), pour produire de l'électricité ;
- par combustion de l'hydrogène, par exemple dans une chaudière ou un moteur (qui émet de l'eau, mais aussi des oxydes d'azotes qui sont des gaz à effet de serre) pour produire de la chaleur ou du mouvement.

L'hydrogène décarboné peut être produit **par électrolyse de l'eau, à partir d'électricité dont le contenu carbone est suffisamment faible**. Cette production d'hydrogène peut être qualifiée de renouvelable si la preuve de l'origine renouvelable de l'électricité est faite, et de bas-carbone sinon. C'est la solution technique privilégiée par la stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné annoncée en septembre 2020 et dont une révision a fait l'objet d'une consultation de décembre 2023 à janvier 2024. Les autres moyens de production d'hydrogène décarboné (vaporéformage du méthane avec un stockage suffisant du CO₂, pyrogazéification de la biomasse par exemple) soulèvent aujourd'hui des questions qui ne permettent pas, à ce stade, d'envisager une massification en France (maintien d'une dépendance importante aux énergies fossiles, disponibilité de stockage de CO₂ suffisant, disponibilité et concurrence des usages de la biomasse, etc.).

Le développement de l'hydrogène décarboné est destiné à répondre à :

- un **premier enjeu, immédiat, de décarbonation de l'industrie et de la mobilité intensive** : c'est l'objectif de la **stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné** et de sa **révision** ;
- un **deuxième enjeu, potentiel et plus lointain, de contribuer à l'équilibre du système électrique**.

Quel rôle pour l'hydrogène dans la décarbonation de l'industrie et de la mobilité lourde ?

La décarbonation de notre économie repose sur la sobriété énergétique, l'efficacité énergétique et la décarbonation de l'énergie. La production d'hydrogène décarboné par électrolyse restera coûteuse pendant au moins une décennie, et sera, quoiqu'il en soit, moins efficace et plus chère que l'usage direct de l'électricité. On estime en ce sens que l'hydrogène fossile pourrait être

produit à environ 2 €/kg, quand l'hydrogène bas-carbone ou renouvelable serait lui aux environs de 4-8 €/kg, variations dépendant notamment des coûts de l'électricité.

La stratégie nationale vise donc à **recourir à l'hydrogène décarboné uniquement pour les usages « sans regrets », c'est-à-dire ceux pour lesquels il n'existe pas d'alternatives évidentes** : la **décarbonation de l'industrie** (secteurs de la sidérurgie, de la production d'engrais, du raffinage ou bien encore de la production de carburants de synthèse) et de la **mobilité intensive**. D'ici 2030, des progrès importants sont attendus sur toutes les briques de la chaîne de valeur de l'hydrogène pour baisser les coûts, augmenter les rendements et les puissances des électrolyseurs.

La décarbonation de l'industrie consiste à :

- **Substituer l'hydrogène fossile, aujourd'hui utilisé, par un hydrogène décarboné, avec de faibles modifications du procédé industriel**, comme par exemple dans le secteur du raffinage ou de la chimie. Pour les engrais, la substitution complète est plus difficile ;
- **Introduire l'hydrogène décarboné en modifiant le processus industriel quand cela est pertinent**, comme par exemple dans le secteur de la sidérurgie où l'hydrogène pourrait être utilisé à la place du charbon pour réduire la molécule de fer ;
- **Valoriser le carbone fatal émis par l'industrie**, comme par exemple dans le secteur de la cimenterie, pour produire des molécules de synthèse telles que le méthanol ou les carburants de synthèse.

Quels sont les objectifs actuels de développement de l'hydrogène décarboné ?

L'article L. 100-4 du code de l'énergie prévoit le développement de l'hydrogène bas-carbone et renouvelable et ses usages industriel, énergétique et pour la mobilité, avec la perspective d'atteindre **environ 20 à 40% des consommations totales d'hydrogène et d'hydrogène industriel en 2030**.

La stratégie nationale traduite au travers de la PPE vise à **atteindre une capacité installée d'électrolyseurs jusqu'à 6,5 GW en 2030**.

L'Etat met en œuvre plusieurs mécanismes de soutien de l'offre et de la demande d'hydrogène, afin d'atteindre les objectifs de sa stratégie, à travers un soutien financier de près de 9 milliards d'euros à travers notamment les plans France Relance et France 2030.

Quel rôle l'hydrogène peut-il jouer pour le système électrique ?

Le système électrique nécessite pour être optimal de recourir à des solutions de stockage d'électricité et des possibilités de flexibilités de la demande, compte tenu notamment des courbes de consommation et du caractère intermittent de certaines énergies renouvelables (éolien ou photovoltaïque).

Le **stockage d'électricité par l'hydrogène** (production d'hydrogène par électrolyse de l'eau quand la demande est plus faible que la production, puis reconversion en électricité grâce à une pile à

combustible, voire via une centrale thermique, quand la demande est plus forte que la production), apporte une solution supplémentaire dans le panel des solutions de stockage d'électricité mais présente néanmoins une faible efficacité (seulement 30 % sur l'ensemble du cycle). L'usage de l'hydrogène pour les flexibilités du réseau ne sera probablement pas massif.

L'hydrogène pourrait cependant avoir une influence positive significative en contribuant à la flexibilité du système électrique, i.e. en réduisant la consommation des électrolyseurs dans les périodes de temps où le système électrique est le plus en tension. De telles capacités d'effacement ne pourront cependant être déployées qu'après la mise en place de capacités de stockage suffisantes pour l'hydrogène.

FICHE THEMATIQUE N°16 : LE DEVENIR DES INFRASTRUCTURES PETROLIERES ET GAZIERES DANS LE CONTEXTE DE LA FIN DES ENERGIES FOSSILES

Pourquoi sortir des énergies fossiles ?

Le gaz et les produits pétroliers représentent encore plus de 60% de la consommation finale d'énergie en France, et sont aujourd'hui importés en quasi-totalité. Mettre fin à cette dépendance est une triple nécessité :

- Atteindre l'objectif de neutralité climatique en 2050 ;
- Diminuer la dépendance de la France à des ressources fossiles finies ;
- Améliorer la balance commerciale française.

La Stratégie nationale bas carbone publiée en avril 2020 (SNBC2) prévoit une évolution majeure du système énergétique français avec une neutralité carbone à **horizon 2050, la France portant ainsi l'ambition d'être le premier grand pays du monde à sortir des énergies fossiles**. D'ici à 2050, les émissions de gaz à effet de serre provenant de la consommation et de la production d'énergie seront réduites à un niveau minimum, ne laissant que quelques émissions résiduelles difficilement évitables. **La consommation finale d'énergie devrait voir disparaître le charbon puis le pétrole** durant les prochaines décennies. L'intégralité du **gaz utilisé dans le système énergétique français sera du gaz renouvelable ou de l'hydrogène décarboné**.

Quels sont les enjeux liés aux produits pétroliers et à l'évolution des infrastructures pétrolières ?

Les produits pétroliers représentent près de **40% de notre consommation finale d'énergie**. La consommation des produits pétroliers a **baissé** depuis le milieu des années 2000 **pour les usages hors transports** (électricité, chauffage notamment).

L'activité de la filière, en baisse tendancielle depuis 2011 avec six fermetures de raffineries, connaît néanmoins un regain de demande depuis 2022¹⁸. L'interdiction des importations de produits raffinés russes est en effet compensée par un recours accru à la production intérieure qui renforce ainsi la sécurité d'approvisionnement nationale.

Engagée dans une réduction de la consommation de produits pétroliers, la **logistique pétrolière française connaît depuis 2008 une profonde restructuration** de son secteur qui s'est manifestée notamment par les fermetures de sites et le resserrement des actifs pétroliers (oléoducs et

18 Malgré une légère baisse de la consommation, l'activité des raffineries continue de progresser en 2023. La production nationale de produits raffinés a ainsi augmenté de 10,7 % par rapport à 2022.

dépôts). Elle demeure très résiliente avec des stocks stratégiques (réserves imposées aux pétroliers par les pouvoirs publics, peuvent être débloqués en cas d'urgence) représentant trois mois de consommation.

Dans le contexte de décroissance programmée des énergies fossiles, le niveau de consommation des produits pétroliers demeure encore très élevé (forte demande du transport) et nécessite, au moins jusqu'en 2040, de **maintenir une infrastructure pétrolière résiliente, de transport massif, de stockage et de distribution de produits pétroliers adaptée, capable de répondre aux enjeux environnementaux et de sécurité d'approvisionnement**. Ces infrastructures sont soumises aux contraintes réglementaires (en particulier pour limiter les risques industriels et l'impact sur l'environnement) nécessitant des investissements financiers dont la rentabilité n'est plus pleinement assurée au vu des objectifs de réduction de gaz à effet de serre.

Par ailleurs, le développement des carburants décarbonés liquides va également connaître un essor croissant, en parallèle des efforts d'électrification pour la mobilité partout où cela est possible. Le secteur de l'aérien devrait continuer à utiliser principalement des carburants liquides, de même que certaines flottes de véhicules spécifiques (armées, forces de sécurité intérieure, services d'urgence et de secours, machineries). Les infrastructures actuelles ont donc un rôle à jouer pour contribuer à la logistique des énergies décarbonées d'aujourd'hui et de demain. En effet, la transition énergétique des raffineries nécessite une adaptation technologique (procédé de co-traitement, décarbonation des énergies utilisées voire transformation en bioraffinerie) et par conséquent des investissements onéreux. Enfin, la réduction à venir de la consommation de produits pétroliers devrait avoir pour conséquence une réduction **progressive du nombre de stations-services carburant. Ce point fait l'objet d'une attention particulière.**

Il convient **de ne pas désoptimiser trop brusquement la chaîne de valeur de la logistique pétrolière** afin de l'accompagner progressivement et au rythme de la décroissance des énergies fossiles, vers une décarbonation de son secteur. En particulier, l'État sera très attentif à l'apparition de zones blanches qui pourraient mettre des usagers en difficulté.

Quels sont les enjeux liés au gaz naturel et à l'évolution des infrastructures gazières ?

Avec une consommation primaire de gaz d'environ 400 TWh par an, le gaz naturel (méthane), représente **près de 20% de notre consommation finale d'énergie**. On compte sur le territoire national **37 600 km de réseau de transport et plus de 200 000 km de canalisations de distribution**, ainsi que 4 terminaux méthaniers, et 11 stockages souterrains de gaz naturel.

Dans les scénarios énergétiques visant à atteindre l'objectif de neutralité carbone, les contraintes sur la disponibilité de biomasse et la recherche de l'efficacité énergétique par une limitation des opérations de transformations peuvent conduire à contraindre les quantités de biogaz et de méthane de synthèse pouvant être produites. La SNBC2 prévoit une consommation en

combustibles gazeux (gaz renouvelable et hydrogène décarboné) de 195 TWh à l'horizon 2050 (295 TWh dans la variante « gaz haut »).

Ce scénario de neutralité carbone, avec une **importante production de gaz renouvelable (biogaz) sur le territoire national**, impliquera à terme une forte modification des flux de gaz naturel par rapport à ceux actuellement observés, où une très large majorité du gaz consommé est du gaz naturel d'origine fossile importé par un nombre limité d'interconnexions et de terminaux méthaniers. **Des adaptations des infrastructures gazières**, pour les rendre compatibles avec ces perspectives de production et de consommation, ainsi qu'avec les flux associés, **devraient être nécessaires pour être en mesure d'assurer la sécurité d'approvisionnement des consommateurs de gaz naturel à moyen terme.**

La DGEC a lancé fin 2021 avec la Commission de régulation de l'énergie **une étude sur les futurs des infrastructures gazières et leurs fonctionnements** dans des scénarios de neutralité carbone. Cette étude a vocation à **identifier les infrastructures gazières nécessaires pour assurer la sécurité d'approvisionnement des consommateurs de gaz naturel à horizon 2050** et analyser les conséquences pour le cadre de régulation associé à ces infrastructures. Elle doit également permettre d'identifier si certaines infrastructures gazières **sont susceptibles de ne plus être utilisées pour l'acheminement de gaz naturel, et pourraient ainsi être disponibles pour une éventuelle réutilisation pour l'acheminement d'hydrogène décarboné.**

FICHE THEMATIQUE N°17 : REDUCTION DE LA CONSOMMATION D'ENERGIE

Enjeux de la réduction de la consommation d'énergie

La réduction des consommations énergétiques est indispensable pour l'atteinte de nos objectifs climatiques. Elle permet de réduire les émissions de gaz à effet de serre et également de sécuriser notre capacité à répondre à court, moyen et long terme à nos besoins énergétiques en énergie décarbonée. La réduction de consommation d'énergie conduit, par ailleurs, à l'amélioration de l'indépendance énergétique de la France en réduisant les besoins d'importation d'énergie.

Le code de l'énergie (article L. 100-4) fixe un objectif de baisse de consommation d'énergie finale totale de -50 % entre 2012 et 2050. Cet objectif est cohérent avec l'objectif intermédiaire fixé par la directive relative à l'efficacité énergétique (2023/1791/UE) de 28,6 % en 2030 par rapport à 2012. En 2023, la consommation d'énergie finale¹⁹ était 16% inférieure à celle de 2012. Il est donc nécessaire d'accélérer significativement la dynamique de réduction de la consommation d'énergie finale pour atteindre l'objectif de -50% en 2050.

Il existe deux principaux leviers pour réduire la consommation d'énergie :

- **l'efficacité énergétique**, qui consiste à consommer moins d'énergie pour le même service (par exemple, en améliorant l'isolation de son logement ou en utilisant une voiture qui consomme moins).

La substitution des énergies fossiles par des énergies décarbonées, par exemple par de l'électricité, peut permettre d'atteindre une meilleure efficacité énergétique. En effet, l'électrification des usages peut s'accompagner de gains d'efficacité énergétique (par exemple, une voiture électrique consomme moins d'énergie qu'une voiture thermique classique pour parcourir la même distance, car un moteur thermique relâche la majorité de l'énergie contenue dans l'essence ou le diesel sous forme de chaleur).

- **la sobriété énergétique**, qui consiste à réduire la consommation énergétique par des changements de comportement (baisse de la température de chauffage, réduction d'éclairage, recours aux mobilités actives, etc.).

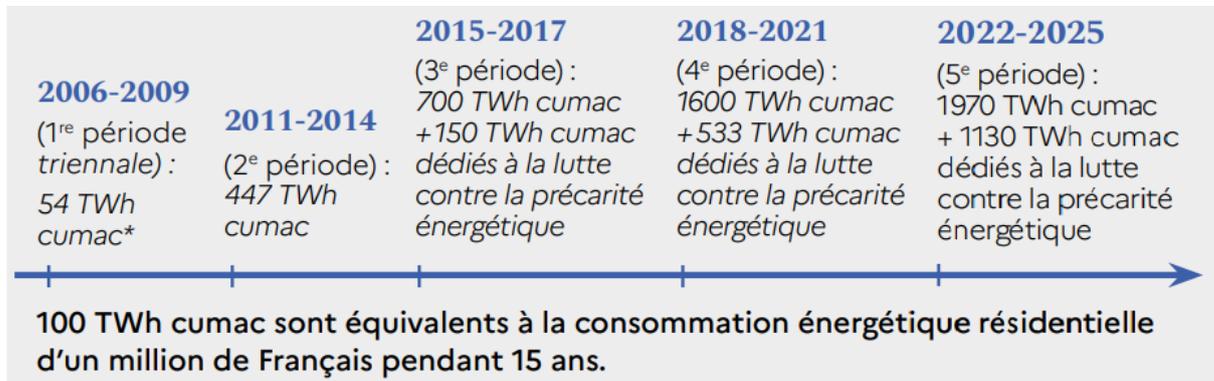
Mesures mises en place pour réduire les consommations d'énergie en France

En France, plusieurs mesures pour réduire les consommations d'énergie ont été déployées, notamment :

- **Les certificats d'économie d'énergie (CEE)** : Le dispositif des certificats d'économies d'énergie (CEE) constitue l'un des principaux instruments de la politique de maîtrise de la

¹⁹ Au sens de la directive relative à l'efficacité énergétique révisée (2023/1791/UE)

demande énergétique en France. Ce dispositif repose sur une obligation de réalisation d'économies d'énergie imposée par les pouvoirs publics aux fournisseurs d'énergie (les "obligés"). Ceux-ci sont ainsi incités à promouvoir activement l'efficacité énergétique auprès des consommateurs d'énergie : ménages, collectivités territoriales ou professionnels. Depuis 2016, ils permettent d'apporter un soutien renforcé aux ménages en situation de précarité énergétique réalisant des travaux de rénovation énergétique.



* Le terme cumac (pour cumulé et actualisé) prend en compte les économies d'énergie sur la durée de vie de l'action concernée (produit, équipement...), par exemple 15 ans pour un congélateur ou 30 ans pour l'isolation d'une maison.

- **MaPrimeRénov' (MPR)**

MaPrimeRénov' est la principale aide de l'État pour la rénovation énergétique des bâtiments résidentiels. Elle est accessible à tous les propriétaires, qu'ils occupent leur logement ou le mettent en location. Depuis le début de l'année 2024, MaPrimeRénov' contribue au financement des parcours de rénovation selon deux modalités : les rénovation d'ampleur, dans le cadre d'un parcours accompagné, ou la rénovation par geste (isolation, chauffage) non-accompagnée.

- **Le Fonds vert**

Effectif depuis janvier 2023, le Fonds vert est un dispositif qui vise à accélérer la transition écologique dans les territoires. Il est destiné à financer des projets présentés par les collectivités territoriales et leurs partenaires publics ou privés dans trois domaines : performance environnementale, adaptation du territoire au changement climatique et amélioration du cadre de vie.

- **Le Fonds chaleur**

Le fonds chaleur, géré par l'ADEME depuis 2009, participe au développement de la production de chaleur et de froid renouvelables en mobilisant des sources renouvelables locales. Son objectif est de soutenir les maîtres d'ouvrage dans leur projet de production de chaleur et de froid en proposant un accompagnement, des financements sur le coût de l'installation, les études de faisabilité et le conseil.

Le fonds chaleur vise principalement à encourager le remplacement d'installations consommant des énergies fossiles par la mise en place d'équipements de production de chaleur et de froid renouvelables utilisant la biomasse, la géothermie, le solaire, le biogaz et les énergies de récupération, couplés à des réseaux de chaleur et de froid.

A ce jour, plus de 8 500 entreprises et collectivités ont bénéficié du fonds chaleur. En 2023, il était doté de 500 millions d'euros puis de 800 millions d'euros en 2024.



Figure 33 : Le bilan 2009-2023 du fonds Chaleur

- **Le Plan sobriété énergétique**

- Le plan de sobriété énergétique présenté en octobre 2022, s'est construit avec les acteurs publics et privés, secteur par secteur. Il propose des mesures pour tous les secteurs : secteur public (Etat et collectivités territoriales), entreprises, industries, numérique, logement, transport, culture et sport. Un second volet de ce plan de sobriété énergétique a été publié en juin 2023 pour inscrire la baisse de la consommation de gaz et d'électricité dans la durée.

La consommation combinée de gaz et d'électricité corrigée des effets météorologiques a baissé de 12 % entre août 2022 et juin 2023 (par rapport à la même période en 2018-2019) Cette baisse de 12% s'est maintenue entre 2023 et 2024.

-
- **La TVA à taux réduit à 5,5 %** au lieu de 20 % pour les travaux de rénovation énergétique, prévue par l'article 278-0 bis du code général des impôts. Ce taux réduit s'applique aux dépenses ayant pour objet d'économiser l'énergie, d'améliorer l'isolation thermique ou encore de recourir à de l'énergie produite à partir de sources renouvelables.

FICHE THEMATIQUE N°18 : LES ZONES NON-INTERCONNECTEES

Le présent projet de programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) soumis à concertation s'étend au périmètre de la France hexagonale et ne couvre pas les zones non interconnectées (ZNI) qui ont leur propre PPE.

Qu'est-ce qu'une zone non interconnectée ?

Certains territoires **ne sont pas connectés au réseau d'électricité métropolitain continental** et voient leur approvisionnement en électricité spécifiquement contraint : on les regroupe sous le nom de **zones non interconnectées (ZNI)**.

Les zones non interconnectées (ZNI) regroupent :

- La Corse ;
- Les collectivités territoriales de la Guadeloupe, la Guyane française, la Martinique, La Réunion, Mayotte, Saint-Pierre-et-Miquelon et les îles de Wallis-et-Futuna.
- Les îles du Ponant (Ouessant, Molène, Sein et Chausey), îles non interconnectées habitées à l'année.

Saint-Martin et Saint-Barthélemy ne sont pas couverts par les dispositions du code de l'énergie mais le droit de l'énergie applicable à la date de leur prise de compétence continue de s'appliquer. Suite à l'ouragan Irma, les compétences de ces deux territoires sont désormais encadrées par l'Etat, par le biais d'une convention, en échange d'un maintien du dispositif de péréquation.

La Nouvelle-Calédonie et la Polynésie française ont des statuts particuliers et ne sont pas couvertes par les dispositions du code de l'énergie : ces territoires sont compétents et l'Etat n'intervient pas.

Quelle(s) programmation(s) pluriannuelle(s) de l'énergie dans les ZNI ?

Les ZNI ont des ressources et des potentiels différents en matière de géothermie (Guadeloupe), de biomasse (Guyane), de bagasse (Réunion, Guadeloupe, Martinique), d'hydraulique (Réunion, Corse), d'éolien (Guadeloupe, Martinique, St Pierre et Miquelon) ou de photovoltaïque.

Ces territoires ont des dynamiques démographiques contrastées entre 2010 et 2020 :

- C'est le territoire de Mayotte qui enregistré la plus forte progression en terme de démographie sur cette période, avec une croissance de 30%, devant la Guyane avec une croissance de 25% ;
- La Réunion a connu une croissance soutenue (+4.7%) ;

- A contrario, les départements des Antilles voient leur population diminuer, respectivement de -6.6% pour la Guadeloupe et de -9% pour la Martinique, et dans le Pacifique, Wallis et Futuna a vu sa population fondre de 14%.

Pour répondre à cette diversité de situation, le code de l'énergie prévoit :

- Des objectifs spécifiques fixés par **l'article L.100-4 du code de l'énergie** :
 - o Pour la Corse et les îles bretonnes : reprise des objectifs métropolitains.
 - o Pour Wallis et Futuna : 30% d'énergie renouvelable en 2030 et autonomie énergétique en 2050.
 - o Pour tous les autres territoires : 50% d'énergie renouvelable en 2020 et autonomie énergétique en 2030.
- Des **modalités d'élaboration des programmations pluriannuelles de l'énergie (PPE) spécifiques** : la Corse, la Guadeloupe, la Guyane, la Martinique, Mayotte, la Réunion, Wallis-et-Futuna font l'objet d'une **PPE distincte par territoire qui est co-élaborée entre le représentant de l'Etat et le Président de la Collectivité**. Les îles du Ponant font quant à elles l'objet d'un volet annexé à la PPE nationale.

**FICHE THEMATIQUE N°20 : LES SCENARIOS DU BILAN PREVISIONNEL DE RTE
2023-2035**

FICHE THEMATIQUE N°21 : LES SIX SCENARIOS DE MIX DE PRODUCTION DE L'ETUDE « FUTURS ENERGETIQUES 2050 »

**FICHE THEMATIQUE N°22 : LES TROIS SCENARIOS DE
CONSOMMATION DE L'ETUDE « FUTURS ENERGETIQUES 2050 »**

FICHE THEMATIQUE N°23 : L'ANALYSE ECONOMIQUE ET ENVIRONNEMENTALE DE L'ETUDE « FUTURS ENERGETIQUES 2050 »

**FICHE THEMATIQUE N°24 : LES PRINCIPAUX ENSEIGNEMENTS DE
L'ETUDE « FUTURS ENERGETIQUES 2050 »**

GLOSSAIRE

Adaptation : démarche d'ajustement au climat actuel ou attendu, ainsi qu'à ses conséquences. Pour les systèmes humains, il s'agit d'atténuer les effets préjudiciables et d'exploiter les effets bénéfiques. Pour les systèmes naturels, l'intervention humaine peut faciliter l'adaptation au climat attendu ainsi qu'à ses conséquences.

Artificialisation des sols : processus de changement de l'usage des sols naturels ou agricoles par des actions d'aménagement vers des sols artificialisés (bâtiments, routes, parkings, jardins, chantiers...). L'artificialisation est notamment due à l'étalement urbain. Elle engendre une perte de ressources naturelles et agricoles, une fragmentation et un cloisonnement des milieux naturels défavorables à de nombreuses espèces et conduisant à la destruction des réseaux d'habitats naturels, et souvent une imperméabilisation des sols.

Atténuation : intervention humaine visant à réduire les sources ou à renforcer les puits de gaz à effet de serre (GES).

Autoconsommation : fait de consommer sa propre production d'électricité. Cette notion est associée à la celle d'autoproduction, qui est le fait de produire sa propre consommation.

Biocarburant : carburants de substitution obtenus à partir de la biomasse (matière première d'origine végétale, animale ou issue de déchets). Ils sont généralement incorporés dans les carburants d'origine fossile.

Biomasse : fraction biodégradable des produits, déchets et résidus d'origine biologique provenant de l'agriculture, y compris les substances végétales et animales de la sylviculture et des industries connexes, y compris la pêche et l'aquaculture, ainsi que la fraction biodégradable des déchets, notamment les déchets industriels ainsi que les déchets ménagers et assimilés lorsqu'ils sont d'origine biologique.

Budget carbone : objectif de court-moyen terme fixé par la stratégie nationale bas-carbone ; il s'agit d'un plafond d'émissions de gaz à effet de serre à ne pas dépasser sur une période de cinq ans (exprimé en MtCO₂eq, en moyenne annuelle).

Carburants liquides : produits dont la combustion en présence d'air permet le fonctionnement des moteurs thermiques à pistons (de type essence ou diesel) ou à combustion continue (réacteurs d'avion, turbines à gaz). Dans leur immense majorité, les carburants sont des liquides.

Captage et stockage du carbone (CSC) : processus consistant à extraire (piéger ou capter) un courant gazeux relativement pur de dioxyde de carbone (CO₂) des sources d'émission

industrielles et énergétiques, à le conditionner, à le comprimer et à le transporter vers un site de stockage afin de l'isoler de l'atmosphère pendant une longue période de temps.

Circuit court : circuit de distribution au cours duquel intervient un minimum d'intermédiaires entre le producteur et le consommateur.

Cogénération : production simultanée d'électricité et de chaleur utile.

Décarbonation complète : suppression de l'ensemble des émissions de gaz à effet de serre.

Décarbonation quasi-complète : réduction maximale des émissions de gaz à effet de serre, les émissions résiduelles, inévitables selon l'état actuel des connaissances, étant dues principalement à l'agriculture, et dans une moindre mesure aux procédés industriels, aux déchets, au transport aérien domestique et aux fuites de gaz (biogaz, hydrogène, gaz fluorés).

Document stratégique de façade : document de planification qui décline les orientations de la stratégie nationale pour la mer et le littoral pour chacun des façades maritimes. Il comporte notamment une planification spatiale sous la forme d'une carte des vocations des espaces maritimes.

Économie circulaire : organisation d'activités économiques et sociales recourant à des modes de production, de consommation et d'échange fondés sur l'écoconception, la réparation, le réemploi et le recyclage, et visant à diminuer les ressources utilisées ainsi que les dommages causés à l'environnement.

Effacement électrique : action qui consiste à réduire temporairement la consommation d'électricité d'un site par rapport à sa consommation normale, sur une base volontaire.

Effet de serre : rayonnement infrarouge émis par la surface de la Terre, capturés par certains gaz « réfléchissant (CO₂, méthane, vapeur d'eau...), qui réémettent ces rayonnements dans toutes les directions. Une partie des rayonnements vont dans l'espace, une autre partie se retrouve piégée dans les couches basses de l'atmosphère. Par ce mécanisme naturel les couches supérieures de l'atmosphère sont plus froides et celles inférieures plus chaudes. Plus la concentration de gaz à effet de serre est importante dans l'atmosphère plus le mécanisme s'intensifie.

Efficacité énergétique : amélioration des procédés, technologies et produits pour réduire leur consommation énergétique et augmenter leur rendement. Il s'agit d'atteindre au moins le même résultat en consommant moins d'énergie. A titre d'exemple, l'efficacité c'est le passage d'une voiture thermique à une voiture électrique ou l'isolation de son logement.

Electrolyse de l'eau : procédé chimique consistant à séparer les atomes d'hydrogène et d'oxygène de la molécule d'eau grâce à de l'électricité.

Émissions incompressibles / résiduelles : émissions de gaz à effet de serre considérées inévitables selon l'état actuel des connaissances. Dans la SNBC et son scénario de référence, l'analogie peut être faite entre émissions résiduelles et émissions incompressibles à l'horizon 2050. En effet, à cet horizon, les puits de carbone anthropiques permettront d'équilibrer, sans marge, les émissions aujourd'hui considérées comme non réductibles, impliquant la suppression de toutes les autres émissions qui peuvent l'être.

Empreinte carbone (ou émissions de la consommation) : émissions directes de la population française et émissions indirectes, liées à la production et au transport des biens et services qu'elle consomme, que ceux-ci soient produits en France ou à l'étranger.

Énergie finale : énergie directement consommable (électricité, carburant...) après transformation des ressources naturelles et pertes induites.

Énergie primaire : énergie présente dans les ressources naturelles (charbon, pétrole brut, gaz naturel, uranium, sources renouvelables, etc..) avant toute transformation.

Équivalent CO2 (noté CO2eq) : unité permettant de comparer l'intégrale temporelle du forçage radiatif d'un gaz à effet de serre au dioxyde de carbone.

Façade maritime : zone marine située au large d'une côte, et son interface terre-mer, pour chaque « mer ». La France métropolitaine compte 4 façades maritimes : Manche Est Mer du Nord, Nord Atlantique Manche Ouest, Sud Atlantique, et enfin Méditerranée.

Facteur 4 : objectif de réduction de 75 % des émissions de gaz à effet de serre en 2050 par rapport à 1990.

Facteur de charge : rapport entre l'énergie électrique effectivement produite par une installation de production sur une période donnée (généralement une année) et l'énergie qu'elle aurait produite si elle avait fonctionné à sa puissance nominale durant la même période. Il est généralement exprimé en pourcentage. Plus la valeur du facteur de charge est élevée, plus l'installation considérée s'approche de sa capacité de production maximale. Le facteur de charge varie fortement selon le type d'énergie primaire, selon la conception de l'installation et selon l'usage que l'on en fait.

Fuites de carbone : transfert des émissions de gaz à effet de serre par une entreprise au travers de délocalisations dans un pays dont la réglementation environnementale est moins stricte.

Géothermie : exploitation de la chaleur contenue dans la Terre.

Gaz à effet de serre : gaz naturellement présents dans l'atmosphère (dioxyde de carbone (CO₂), méthane (CH₄), vapeur d'eau...), qui captent et réfléchissent les rayons infrarouges émis par la Terre. De ce fait, ils participent à l'équilibre de la température de l'atmosphère en réchauffant les couches inférieures de celles-ci. Mais plus ils sont présents, plus le nombre de rayonnement réfléchis s'intensifie, plus la température des couches basses de l'atmosphère augmente.

Hydrogène décarboné : l'hydrogène est un gaz considéré comme un « vecteur énergétique » car il offre la possibilité après avoir été produit, d'être stocké, transporté et utilisé. L'énergie contenue dans l'hydrogène peut être récupérée de deux manières : en le brûlant ou par une pile à combustible. L'hydrogène peut être produit par électrolyse de l'eau, à partir d'électricité décarbonée ou renouvelable. On le dit alors « décarboné » car ni sa production ni son utilisation n'émettent de CO₂.

Intensité carbone : quantité de dioxyde de carbone (CO₂) émis par unité d'une autre variable telle que le produit intérieur brut (PIB), l'énergie fournie utilisée ou les transports.

Méthanisation : procédé de transformation de déchets et de matières organiques par fermentation en biogaz – constitué principalement de méthane et de dioxyde de carbone. La décomposition n'est pas complète et laisse le « digestat » devenu déchet ou sous-produit, très riche en azote, qui peut être valorisé en amendement.

Neutralité carbone : équilibre, sur le territoire national, entre les émissions anthropiques par les sources et les absorptions anthropiques par les puits de gaz à effet de serre, tel que mentionné à l'article 4 de l'accord de Paris ratifié le 5 octobre 2016. La comptabilisation de ces émissions et absorptions est réalisée selon les mêmes modalités que celles applicables aux inventaires nationaux de gaz à effet de serre notifiés à la Commission européenne et dans le cadre de la Convention cadre des Nations unies sur les changements climatiques, sans tenir compte des crédits internationaux de compensation carbone. Les absorptions anthropiques sont les quantités de gaz à effet de serre absorbées par les écosystèmes anthropiques, c'est-à-dire les milieux naturels gérés par l'homme (forêt, prairies, sols agricoles, zones humides, etc.) et certains procédés industriels (capture et stockage ou réutilisation du carbone) . La neutralité carbone correspond à un facteur d'émissions d'au moins 6.

Paquet « Fit for 55 » : 12 propositions législatives de la Commission européenne, annoncées le 14 juillet 2021. Ce paquet législatif s'inscrit dans l'instauration du « Pacte vert européen ». Avec des objectifs ambitieux, la Commission réitère sa volonté d'accélérer la lutte contre le réchauffement climatique. Parmi ses engagements forts se distinguent notamment la volonté d'interdire la vente de véhicules thermique en 2035, l'instauration d'un « Mécanisme d'ajustement carbone aux

frontière » et l'objectif de 40% d'énergie renouvelable produite d'ici à 2030 (contre 32% initialement).

Pompe à chaleur : système thermodynamique qui permet de prélever de la chaleur d'un milieu donné à bas niveau de température, pour la transférer vers un autre milieu à un niveau de température plus élevé.

Pouvoir calorifique inférieur (PCI) : unité de mesure qui permet de comparer les énergies entre elles afin de choisir la plus efficace, économique et écologique pour alimenter le système de chauffage de son bâtiment ou logement. Le pouvoir calorifique inférieur détermine la quantité de chaleur par unité de volume libérée lors d'une combustion complète, sans tenir compte de la vapeur d'eau contenue dans les fumées. Sa valeur varie selon le combustible en général et le type de gaz, en particulier.

Power-to-gas : transformation d'une quantité d'électricité sous forme d'hydrogène par le procédé d'électrolyse, qui est ensuite transformé en méthane de synthèse suite à la recombinaison de l'hydrogène avec du CO₂.

Précarité énergétique : situation dans laquelle un ménage est en incapacité de garantir un certain niveau de consommation de services énergétiques locaux (chauffage en particulier) ou fait face à des dépenses disproportionnées pour répondre à ses besoins

Puits de carbone : écosystème naturel ou procédé artificiel permettant de capter et de stocker une quantité significative de dioxyde de carbone (CO₂), de manière à en limiter la concentration dans l'atmosphère. Le puits de carbone du secteur forestier comprend l'écosystème forestier et les produits bois.

Report modal : report du trafic de passagers ou de fret d'un mode de transport, généralement le mode routier, vers un autre mode plus respectueux de l'environnement.

Résilience : capacité de résistance d'un système socio-écologique face à une perturbation ou un événement dangereux, permettant à celui-ci d'y répondre ou de se réorganiser de façon à conserver sa fonction essentielle, son identité et sa structure, tout en gardant ses facultés d'adaptation, d'apprentissage et de transformation.

Signal prix : modification volontaire d'un prix sur un marché par une autorité étatique pour changer un comportement dans l'économie. Par exemple, les écotaxes sont un des moyens de redresser un prix vers un prix intégrant dans la vente d'un bien ou d'un service la réparation des coûts environnementaux directs et parfois indirects générés par sa production, son transport et son élimination ou recyclage.

Secteur résidentiel : regroupement d'activités lié au logement et à l'habitat.

Secteur tertiaire : champ d'activités qui s'étend du commerce à l'administration, en passant par les transports, les activités financières et immobilières, les services aux entreprises et services aux particuliers, l'éducation, la santé et l'action sociale. En termes de consommation d'énergie, le secteur des transports est généralement comptabilisé en dehors des activités du secteur tertiaire.

Séquestration carbone : piégeage (c'est-à-dire l'incorporation d'une substance potentiellement nocive dans un réservoir) de substances contenant du carbone, en particulier le dioxyde de carbone (CO₂), dans des réservoirs terrestres ou marins. Le piégeage peut être biologique, lorsqu'il contribue à l'élimination directe du CO₂ présent dans l'atmosphère par l'intermédiaire de changements d'affectation des terres (CAT), du boisement, du reboisement, de la restauration du couvert végétal, du stockage du carbone dans les décharges et de pratiques agricoles favorisant l'augmentation de la teneur en carbone des sols (gestion des terres cultivées, gestion des pâturages). Dans certaines publications scientifiques, on emploie le terme piégeage (du carbone) par référence au captage et stockage du dioxyde de carbone (CSC).

Sobriété énergétique : réduction de la consommation d'énergie par de mode de vie et des transformations sociales. A titre d'exemple, la sobriété c'est : baisser et adapter le chauffage, mieux gérer les éclairages, rouler moins vite, mieux gérer les usages numériques, etc.

Substitution matériau ou énergie : la substitution correspond à l'utilisation de biomasse à la place d'autres produits d'origine fossile permettant ainsi de réduire des émissions gaz à effet de serre. Au niveau de l'inventaire national des émissions de gaz à effet de serre par secteurs, les leviers de substitution se reflètent par une diminution des émissions dans les autres secteurs, que sont le secteur de l'industrie (ciment, acier, aluminium, plastique) pour la substitution matériau, et les secteurs de la production d'énergie et du résidentiel tertiaire pour la substitution à des énergies fossiles.

Tarifification du carbone : outils économique incitant à une réduction des émissions de CO₂. Elle regroupe les taxes intérieures de consommation sur les produits fossiles et le système européen d'échange de quotas d'émissions, tous deux exprimé en euros par tonne émise de CO₂

UTCATF (Utilisation des terres, changement d'affectation des terres et foresterie) : secteur entrant dans l'inventaire des gaz à effet de serre (GES) qui regroupe les émissions et l'absorption des GES découlant des activités humaines directement liées à l'utilisation des terres, au changement d'affectation des terres (CAT) et à la foresterie, hormis les émissions agricoles.

Valorisation énergétique : utilisation et transformation des déchets afin de récupérer leur potentiel énergétique. Cela peut se faire par incinération pour la production de chaleur ou d'électricité ou par méthanisation des matières organiques.

Valorisation matière : récupération d'une partie d'un déchet, que ce soit pour la réutilisation, le détournement de son utilité première ou le recyclage.

Vecteur énergétique : véhicule ou méthode permettant de transporter de l'énergie d'un endroit à un autre pour être transformée sous forme de chaleur ou de travail mécanique, ou être utilisé dans des processus physiques ou chimiques. Il ne produit pas d'énergie. L'électricité est un vecteur énergétique largement utilisé pour acheminer efficacement l'énergie sous une forme facilement utilisable.

Wattheure : unité qui correspond à l'énergie consommée ou délivrée par un système d'une puissance de 1 Watt fonctionnant pendant une heure. Au quotidien, le wattheure est une unité de travail qui s'applique aux appareils ménagers et électriques dans leur ensemble. Sur les factures d'énergie, l'électricité consommée est affichée en kilowattheure (kWh), l'équivalent de 1000 Wh. À titre d'exemple, 1 kWh permet d'assurer en moyenne le fonctionnement d'un ordinateur pendant 4 heures, ou d'une ampoule basse consommation pendant 2 jours.

Zones non interconnectées : territoires non raccordés au réseau électrique métropolitain continental voyant leur approvisionnement en électricité spécifiquement contraint. Les zones non interconnectées regroupent la Corse, les collectivités territoriales de la Guadeloupe, la Guyane française, la Martinique, La Réunion, Mayotte, Saint-Pierre-et-Miquelon et les îles de Wallis-et-Futuna, ainsi que les îles du Ponant (Ouessant, Molène, Sein et Chausey).

LISTE DES SIGLES ET ACRONYMES

ADEME : Agence de la transition énergétique
AIE : Agence Internationale de l'Énergie
AIEA : Agence Internationale de l'Énergie Atomique
AODE : Autorité Organisatrice de la Distribution d'Electricité
ARENH : Accès Régulé à l'Electricité Nucléaire Historique
ASN : Autorité de Sûreté Nucléaire
BBC : Bâtiment Basse Consommation
BEGES : Bilans d'Émissions de Gaz à Effet de Serre
BCIAT : Biomasse Chaleur Industrie Agriculture et Tertiaire
CCNUCC : Convention-cadre des Nations unies sur le changement climatique
CCS : Carbon Capture and Storage (Stockage géologique du dioxyde de carbone)
CDNPS : Commission Départementale de la Nature, des Paysages et des Sites
CEA : Commissariat à l'Énergie Atomique et aux énergies alternatives
CEREMA : Centre d'études et d'expertise sur les risques, l'environnement, la mobilité et l'aménagement
CITEPA : Centre Interprofessionnel Technique d'Etudes de la Pollution Atmosphérique
CNDP : Commission Nationale du Débat Public
CO2 : Dioxyde de Carbone
CPDP : Commission Particulière du Débat Public
CRE : Commission de Régulation de l'Énergie
CSPE : Charges de Service Public de l'Énergie
DGEC : Direction générale de l'énergie et du climat
DROM : Départements et Régions d'Outre Mer
DSF : Document Stratégique de Façade
ELD : Entreprise Locale de Distribution
EMAG : Ester Méthylique d'Acide Gras
EnR: Énergie Renouvelable
EnR&R : Énergies Renouvelables et de Récupération
EPR : Evolutionary Power Reactor (Réacteur de puissance évolutive)
EPR2 : Evolutionary Power Reactor de 2ème génération
EU-ETS : European Union-Emissions Trading System
GES : Gaz à effet de serre
GIEC : Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat
GNL : Gaz Naturel Liquéfié
GNV : Gaz Naturel pour Véhicule
Gpkm :giga passanger kilometer
GW : gigawatt et GWh : gigawattheure
H2 : Hydrogène
ICPE : Installation Classée pour la Protection de l'Environnement

IFPEN : Institut Français du Pétrole Energies Nouvelles
INSEE : Institut National de la Statistique et des Études Économiques
IRSN : Institut de Radioprotection et de Sûreté Nucléaire
ISDND : Installation de Stockage de Déchets non Dangereux
LCOE : Levelized Cost Of Energy (Coût actualisé de l'énergie)
LTECV : Loi de Transition Énergétique pour la Croissance Verte
LULUCF : Land use, land-use change, and forestry (équivalent anglais de UTCATF)
MACF : Mécanisme d'Ajustement Carbone aux Frontières
MtCO_{2e} : million de tonnes équivalent CO₂
MW : mégawatt
MWh : mégawattheure
PCAET : Plan Climat Air Énergie territorial
PIA : Programme d'Investissement d'Avenir
PPE : Programmation pluriannuelle de l'énergie
PPE2 : Programmation pluriannuelle de l'énergie 2 d'avril 2020
PNACC : PlanPolitique Nationale d'Adaptation au Changement Climatique
PNGMDR : Plan National de Gestion des Matières et des Déchets Radioactifs
RTE : Réseau de transport d'électricité
SDDR : Schéma Décennal de Développement de Réseau
SDES : Service de la Donnée et des Etudes Statistiques
SFEC : Stratégie Française Energie-Climat
SMR : Small Modular Reactor (Petit Réacteur Modulaire)
SNBC : Stratégie nationale bas-carbone
SNBC2 : Stratégie nationale bas-carbone 2 d'avril 2020
SNML : La Stratégie Nationale Mer et Littoral
SRADDET : Schéma Régionale d'Aménagement de Développement Durable et d'Égalité des Territoires
STEP : Station de Transfert d'Énergie par pompage
TASE : Technologie Avancée des Systèmes Energétiques
TRV : Tarifs Réglementés de Vente
TTC : Toutes taxes comprises
TVA : Taxe sur la valeur ajoutée
TWh : térawattheure
TWhPCI : térawattheur pouvoir calorifique intérieur
UE : Union Européenne
UIOM : Unité d'Incinération d'Ordures Ménagères
UTCATF : Utilisation des Terres, Changement d'Affectation des Terres et Foresterie
VE : Véhicule Electrique
VHR : Véhicule Hybride Rechargeable
W : watt
ZNI : Zone Non-Interconnectée

PRINCIPALES RESSOURCES DOCUMENTAIRES

(Liens hypertextes)

[La programmation pluriannuelle de l'énergie \(PPE2\)](#)

La Programmation pluriannuelle de l'énergie

Le résumé en 4 pages de la Programmation pluriannuelle de l'énergie

Le décret du 21 avril 2020 relative à la Programmation pluriannuelle de l'énergie

La synthèse de la Programmation pluriannuelle de l'énergie

Les indicateurs de suivi de la PPE2

[La stratégie nationale bas-carbone \(SNBC2\)](#)

Le résumé en 4 pages de la Stratégie nationale bas-carbone

La Stratégie nationale bas-carbone

Le Décret n° 2020-457 du 21 avril 2020 relatif aux budgets carbone nationaux et à la stratégie nationale bas-carbone

La synthèse de la Stratégie nationale bas-carbone

Le scénario SNBC2

Le suivi de la SNBC2

Le site internet de suivi de la SNBC2

L'évaluation macro-économique de la Stratégie nationale bas-carbone (SNBC2)

[Publications relatives à l'énergie du Service des données et études statistiques \(SDES\)](#)

Bilan énergétique de la France en 2021 – Données provisoires

Chiffres clés de l'énergie Edition 2021

Chiffres clés des énergies renouvelables – Edition 2022

Les énergies renouvelables en France en 2021 - Suivi de la directive (UE) 2018/2001 relative à la promotion de l'utilisation des énergies renouvelables

Données régionales de production et de consommation finale d'énergie

Prix de l'électricité en France et dans l'Union Européenne en 2020

Prix du gaz naturel en France et dans l'Union européenne en 2020

Les prix des produits pétroliers en 2021 : rebond important avec la reprise économique

[Etude « Futurs énergétiques 2050 » de RTE](#)

« Futurs énergétiques 2050 »

« Futurs énergétiques 2050 » - Principaux résultats

Chapitre 3 « Consommation » de l'étude « Futurs énergétiques 2050 » de RTE

Chapitre 11 « L'analyse économique » de l'étude « Futurs énergétiques 2050 »

Chapitre 12 « L'analyse environnementale » de l'étude « Futurs énergétiques 2050 »

Chapitre 13 « L'analyse sociétale » de l'étude « Futurs énergétiques 2050 » Vidéo de la conférence de presse du 25 octobre 2021
Vidéo de présentation de l'étude « Futurs énergétiques 2050 »

Etude Transition(s) 2050 de l'ADEME

Transition(s) 2050

Le rapport « Transition(s) 2050 »

La synthèse « Transition(s) 2050 »

Le résumé exécutif « Transition(s) 2050 »

Comparaison des 4 scénarios de l'étude « Transition(s) 2050 »

Infographie Enseignements et enjeux

Infographie Scénario 1 Génération frugale

Infographie Scénario 2 Coopération territoriales

Infographie Scénario 3 Technologie vertes

Infographie Scénario 4 Pari réparateur

Feuilleton « Modes de vie » de l'étude « Transition(s) 2050 »

Feuilleton « Les effets macroéconomiques » de l'étude « Transition(s) 2050 »

Synthèse « reste à vivre et effets macroéconomiques » de l'étude « Transition(s) 2050 »

Feuilleton « Mix électrique » de l'étude « Transition(s) 2050 »

Feuilleton « Matériaux de la transition énergétiques » de l'étude Transition(s) 2050 »

Vidéo courte de présentation de l'étude « Transition(s) 2050 »

Vidéo de la conférence de presse du 30 novembre 2021

Supports de présentation de la conférence de presse du 30 novembre 2021

Scénarios négaWatt 2022

Scénario négaWatt 2022

Rapports de l'Agence Internationale de l'énergie (AIE)

Net Zero by 2050 - A Roadmap for the Global Energy Sector – Site internet (en anglais)

Net Zero by 2050 - A Roadmap for the Global Energy Sector – Résumé pour décideurs (en anglais)

Net Zero by 2050 - A Roadmap for the Global Energy Sector – Rapport complet (en anglais)

World Energy Outlook 2021 – Site internet (en anglais)

World Energy Outlook 2021 – Résumé exécutif (en français)

World Energy Outlook 2021 – Rapport complet (en anglais)

The Role of Critical Minerals in Clean Energy Transitions (en anglais)

Synthèses de la concertation du 2 novembre 2021 au 15 février 2022 sur les grandes orientations de la politique climatique

Bilan et livrables de la concertation sur les grandes orientations de la politique climatique

Synthèse globale

Synthèse illustrée

Grille de lecture des cahiers d'acteurs

Rapport de la garante de la concertation

6^{ème} rapport d'évaluation du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC)

Tome 1 du 6^{ème} rapport d'évaluation du GIEC – Site internet (en anglais)

Tome 2 du 6^{ème} rapport d'évaluation du GIEC – Site internet (en anglais)

Tome 3 du 6^{ème} rapport d'évaluation du GIEC – Site internet (en anglais)

Résumé pour décideurs (en anglais) du tome 1 du 6^{ème} rapport d'évaluation du GIEC

Résumé pour décideurs (en anglais) du tome 2 du 6^{ème} rapport d'évaluation du GIEC

Résumé pour décideurs (en anglais) du tome 3 du 6^{ème} rapport d'évaluation du GIEC

Autres ressources

L'accord de Paris de 2015

Coûts des énergies renouvelables et de récupération en France – Données 2019

Stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné

Edition 2021 du panorama des financements climat

Rapport de la Cour des comptes de décembre 2021 sur l'analyse des coûts de production électrique en France

Discours du Président de la République du 10 février 2022 à Belfort

Rapport du Gouvernement « Travaux relatifs au nouveau nucléaire »

Rapport du Gouvernement concernant la contribution des SRADDET et des PCAET aux politiques de transition écologique et énergétique

Observatoire des marchés de détail au 4^{ème} trimestre 2021

Panorama de l'électricité renouvelable au 31 décembre 2021

Bilan électrique RTE 2021

Rapport du CITEPA sur les émissions de gaz à effet de serre et de polluants atmosphériques en France

Rapport annuel 2022 du Haut Conseil pour le Climat

L'Acceptabilité des nouvelles infrastructures de transition énergétique – Rapport du CESE

SFEC : quelle gouvernance pour la transition écologique ? – Rapport du CESE

Quelle place pour le nucléaire dans le mix énergétique français ? Expérimentation de la méthode de clarification des controverses – Rapport du CESE

Le dossier de presse du plan de sobriété

Autres vidéos

Vidéo de présentation de la concertation par la Ministre Agnès Pannier-Runacher

Le mix énergétique qu'est-ce que c'est ?

La sobriété énergétique qu'est-ce que c'est ?

La trajectoire de consommation énergétique qu'est-ce que c'est ?

Mix énergétique : le vrai/faux

Eoliennes : Le vrai/faux

Solaire : Le vrai/faux

Hydrogène : Le vrai/faux