

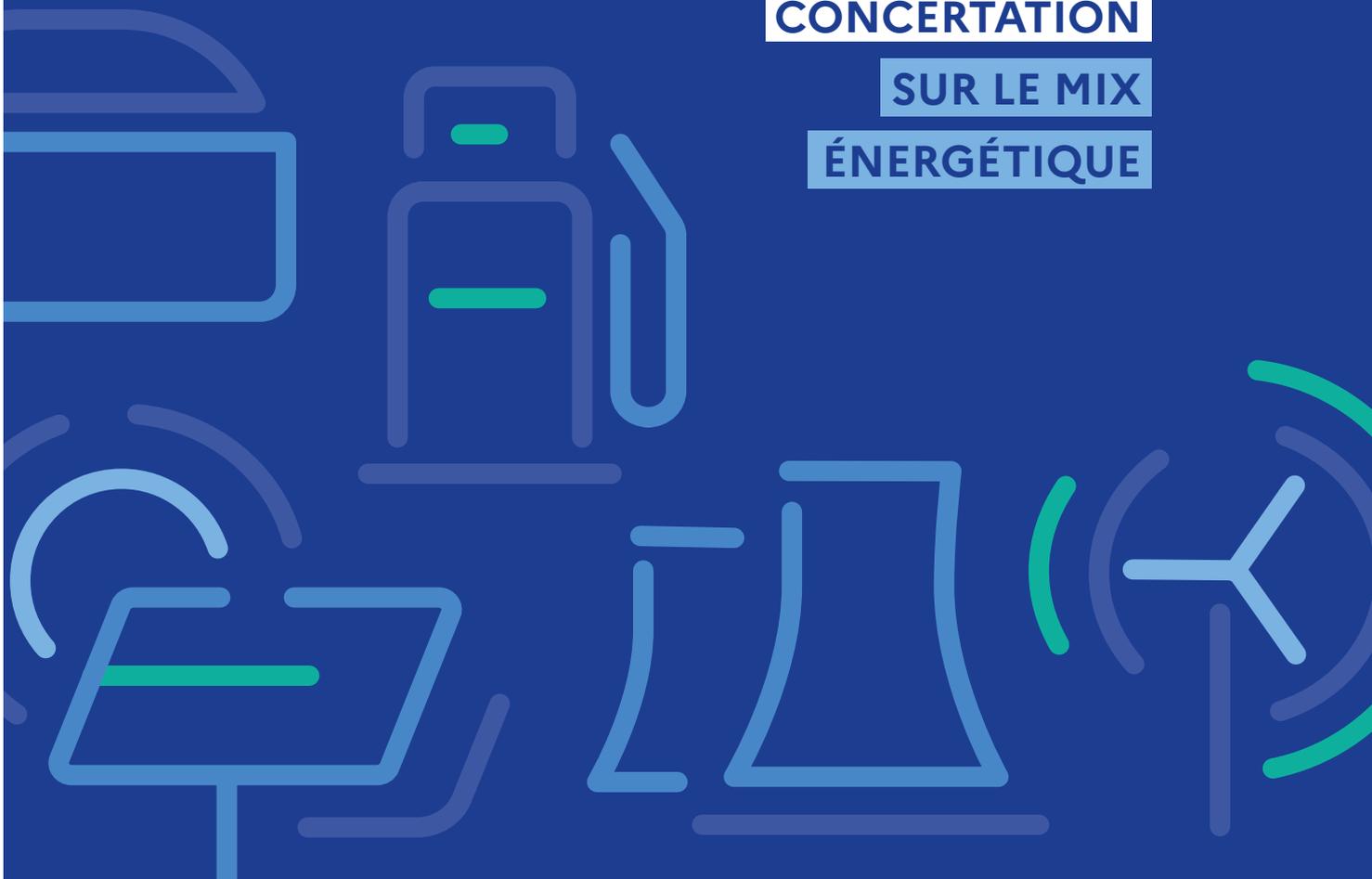


GOVERNEMENT

*Liberté
Égalité
Fraternité*

Notre avenir énergétique se décide maintenant

DOSSIER DE
CONCERTATION
SUR LE MIX
ÉNERGÉTIQUE





Historique des versions du document

Version	Date	Commentaire
1	20 octobre 2022	
2	27 octobre 2022	Modification du lien pour les indicateurs PPE (lien vers les indicateurs 2021 et non plus 2020), ajout du lien du mandat de concertation, correction de l'acronyme EPR, ajouts de liens de vidéos dans les ressources documentaires

Table des matières

Editorial	7
I. La stratégie française sur l'énergie et le climat.....	9
1. Le contexte et les enjeux mondiaux et européens en matière de politique énergétique et climatique.....	9
a) L'atteinte de la neutralité carbone au niveau mondial	10
b) L'atteinte de la neutralité carbone au niveau européen et le paquet <i>Fit for 55</i>	10
c) Le contexte de la guerre en Ukraine	12
2. Le contexte français en matière de politique climatique et énergétique.....	13
a) La stratégie nationale bas carbone (SNBC)	14
b) La programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE)	16
c) Le mix énergétique français actuel	18
d) Quelle est la trajectoire de la France par rapport à ses objectifs actuels ?	19
i. Les émissions de gaz à effet de serre (GES)	19
ii. La consommation d'énergie finale	21
iii. Le développement des énergies renouvelables.....	22
e) Une accélération indispensable pour atteindre nos objectifs actuels et les futurs objectifs rehaussés.....	24
3. L'élaboration de la stratégie française sur l'énergie et le climat	25
a) Les enjeux de la SFEC.....	27
b) Calendrier et processus d'élaboration de la SFEC.....	27
4. Pourquoi cette concertation « Notre avenir énergétique se décide maintenant » ?	29
a) Les thèmes de la concertation	29
b) Modalités de la concertation et garants	30
c) Comment le Gouvernement tiendra compte de cette concertation ?	31
II. Comment adapter notre consommation pour atteindre l'objectif de neutralité carbone ?	33
1. Les enjeux associés à la consommation d'énergie.....	33
2. Présentation des scénarios de consommation	34
3. Les leviers de sobriété	36
4. Le niveau de production industrielle.....	39
III. Comment satisfaire nos besoins en électricité, et plus largement en énergie, tout en assurant la sortie de notre dépendance aux énergies fossiles ?	41
1. Le système électrique et ses enjeux.....	42
a) Le mix électrique actuel	42
b) Les enjeux à moyen et long terme du système électrique	45

Notre avenir énergétique se décide maintenant



i.	Une augmentation de la consommation d'électricité d'une 2050	45
ii.	L'évolution du parc de production électrique.....	46
iii.	L'évolution des réseaux électriques	47
2.	L'étude « Futurs énergétiques 2050 »de RTE	48
a)	L'objectif de l'étude « Futurs énergétiques 2050 »	48
b)	Les différents scénarios étudiés dans l'étude « Futurs énergétiques 2050 ».....	48
c)	Les principales conclusions de l'étude RTE	51
3.	Les orientations du Gouvernement sur le mix électrique en 2050.....	55
4.	Les autres sources ou vecteurs d'énergie renouvelables et bas-carbone	56
IV.	Comment planifier, mettre en œuvre et financer notre transition énergétique ?.....	59
1.	Un soutien financier nécessaire à la transition énergétique	59
2.	Les dépenses en énergie des ménages	61
3.	Le rôle des pouvoirs publics dans la planification et la mise en œuvre des politiques énergétiques et climatiques.....	64
a)	L'Etat.....	64
b)	Les collectivités locales.....	64
c)	Le renforcement de la territorialisation des politiques énergétiques	65
4.	Quels leviers d'action pour les citoyens et les entreprises ?	65
a)	Les citoyens	65
b)	Les entreprises.....	67
Annexe 1 – Fiches de synthèses des scénarios « AMS SNBC2 », « Futurs énergétiques 2050 » et « Transition(s) 2050 ».....		69
Annexe 2 - Fiches thématiques		95
1.	Fiche thématique n°1 : L'éolien en mer	95
2.	Fiche thématique n°2 : L'éolien terrestre	105
3.	Fiche thématique n°3 : Le photovoltaïque.....	110
4.	Fiche thématique n°4 : L'hydroélectricité	115
5.	Fiche thématique n°5 : Le parc nucléaire existant	120
6.	Fiche thématique n°6 : Les perspectives de relance du nucléaire	127
7.	Fiche thématique n°7 : La production d'électricité à partir d'énergies fossiles, de bioénergies et de géothermie.....	131
8.	Fiche thématique n°8 : Les réseaux électriques.....	135
9.	Fiche thématique n°9 : La flexibilité du système électrique	140
10.	Fiche thématique n°10 : Les dispositifs de soutien aux énergies renouvelables électriques	143

11.	Fiche thématique n°11 : La chaleur renouvelable.....	147
12.	Fiche thématique n°12 : Le biogaz	151
13.	Fiche thématique n°13 : Les biocarburants.....	154
14.	Fiche thématique n°14 : Les enjeux de l'utilisation de la biomasse à des fins énergétiques 158	
15.	Fiche thématique n°15 : L'hydrogène décarboné.....	161
16.	Fiche thématique n°16 : Le devenir des infrastructures pétrolières et gazières dans le contexte de la fin des énergies fossiles.....	164
17.	Fiche thématique n°17 : Les zones non-interconnectées	167
18.	Fiche thématique n°18 : Bilan de la concertation publique volontaire sur les grandes orientations de la politique climatique	171
19.	Fiche thématique n°19 : Les six scénarios de mix de production de l'étude « Futurs énergétiques 2050 ».....	174
20.	Fiche thématique n°20 : Les trois scénarios de consommation de l'étude « Futurs énergétiques 2050 ».....	187
21.	Fiche thématique n°21 : L'analyse économique et environnementale de l'étude « Futurs énergétiques 2050 ».....	191
22.	Fiche thématique n°22 : Les principaux enseignements de l'étude « Futurs énergétiques 2050 »	196
	Glossaire	199
	Liste des sigles et acronymes	205
	Principales ressources documentaires.....	207

Notre avenir énergétique se décide maintenant



Editorial



Faire face à l'urgence climatique est le défi de notre siècle. Cette urgence nous impose d'agir ; pour notre planète, pour notre biodiversité, pour nos enfants.

Pour être à la hauteur de l'enjeu, nous nous sommes fixés des objectifs très ambitieux en matière de transition énergétique : **atteindre la neutralité carbone d'ici 2050 et devenir le premier grand pays industriel à sortir de sa dépendance aux énergies fossiles.**

Atteindre ces objectifs implique des changements structurels sur notre production et notre consommation d'énergie. Ces changements dépassent largement la question d'être « pour » ou « contre » le nucléaire ou l'éolien terrestre. Ils impliquent de véritables choix de société : sur notre façon de nous déplacer, de nous loger, de consommer...

Pour réussir, notre stratégie repose sur quatre piliers : d'une part, la réduction de nos consommations d'énergie, grâce à la sobriété et l'efficacité énergétiques ; d'autre part, la décarbonation de notre mix énergétique grâce aux énergies renouvelables et au nucléaire.

Le Gouvernement a engagé, dès la fin de l'année 2021, les travaux d'élaboration de la Stratégie française sur l'énergie et le climat (SFEC), qui conduiront notamment à l'adoption de la première Loi de programmation sur l'énergie et le climat (LPEC) en 2023, puis à l'actualisation de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) et de la Stratégie nationale bas carbone (SNBC) en 2024. La SFEC devra notamment intégrer les nouveaux objectifs européens du paquet climat *Fit for 55*, adopté durant la présidence française de l'Union européenne en juin dernier et qui vise à réduire les émissions de gaz à effet de serre du continent de 55% en 2030 par rapport à 1990.

Cette stratégie est l'un des éléments essentiels de la planification écologique portée par la Première ministre.

Pour établir ces textes et déterminer ces choix sur la sobriété, sur le logement, sur les mobilités, sur les énergies renouvelables, sur le nucléaire... **votre avis compte !**

C'est la raison pour laquelle, en février dernier, à Belfort, le président de la République a annoncé la tenue d'une grande concertation nationale sur l'avenir de notre mix énergétique. Dans un esprit de concertation et de dialogue, elle doit permettre de débattre des conditions de réussite et des mesures prioritaires à mettre en œuvre pour notre transition énergétique.

Ce dossier doit aider chacun à se faire un avis : en posant un constat clair sur la situation actuelle ; en mettant à disposition le travail des experts ; et en explicitant les avantages et les inconvénients de chacune des solutions envisagées.

Notre avenir énergétique se décide maintenant



La concertation s'articule autour de trois grandes questions :

- **Comment adapter notre consommation pour atteindre l'objectif de neutralité carbone ?**
- **Comment satisfaire nos besoins en électricité, et plus largement en énergie, tout en assurant la sortie de notre dépendance aux énergies fossiles ?**
- **Comment planifier, mettre en œuvre et financer notre transition énergétique ?**

Son organisation se fait dans le cadre des travaux du Conseil National de la Refondation lancé par le Président de la République et elle se déroule en deux temps forts :

- Jusqu'au 31 décembre, sous la forme d'une **grande consultation en ligne** et d'un « **Tour de France** » avec des réunions dans chaque région, qui rassembleront des citoyens, les parties prenantes locales, ainsi que des membres du gouvernement.
- Mi-janvier, durant quatre jours, dans un format inédit, avec un « **Forum des jeunes** » qui permettra à 200 jeunes, de 18 à 35 ans, de donner leur avis sur notre avenir énergétique. Le Gouvernement a fait le choix d'accorder une place spécifique aux jeunes, qui se sentent souvent exclus de la décision publique et qui sont pourtant les premiers concernés par les choix de long-terme que nous prenons aujourd'hui.

Grâce à vos contributions sur ce sujet majeur qu'est notre avenir énergétique, nous bâtissons la planification écologique sous l'égide de la Première ministre et en particulier la loi de programmation énergie-climat, et plus largement la Stratégie française sur l'énergie et le climat. Nous déterminerons notre trajectoire vers la neutralité carbone et la sortie des énergies fossiles, afin de faire face à l'urgence climatique.

Alors renseignez-vous, donnez votre avis, participez, et décidons ensemble de notre avenir énergétique !

**Agnès Pannier-Runacher,
Ministre de la transition énergétique**

I. La stratégie française sur l'énergie et le climat

1. Le contexte et les enjeux mondiaux et européens en matière de politique énergétique et climatique

Les gaz à effet de serre (GES¹) ont un rôle essentiel dans la régulation du climat. Sans eux, la température moyenne sur Terre serait de -18 °C au lieu de +14 °C et la vie n'existerait peut-être pas. Toutefois, depuis le XIX^{ème} siècle, l'homme, par ses activités (notamment l'usage des énergies fossiles pour la production d'énergie, le transport, le chauffage et la production de biens industriels) a considérablement accru la quantité de GES présents dans l'atmosphère. Cela **modifie l'équilibre climatique naturel et cause « le changement climatique »**.

Le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat ([GIEC](#)) a dressé dans son 6^{ème} rapport d'évaluation les principaux constats suivants :

- **la hausse de la température globale s'est accentuée ;**
- **les conséquences du changement climatique déjà observées seront renforcées au fur et à mesure du réchauffement global.** Cela touche notamment les extrêmes de température, l'intensité des précipitations, la sévérité des sécheresses, l'augmentation en fréquence et intensité des événements climatiques aujourd'hui rares. **Les risques s'aggravent** dans toutes les régions du monde, en particulier dans les plus vulnérables ;
- **le changement climatique a des impacts importants sur** la biodiversité et les écosystèmes, la sécurité de l'accès à l'eau et à l'alimentation, les infrastructures, la santé et le bien-être, ainsi que l'économie et la culture.

Pour limiter les effets du changement climatique, les pays signataires de la Convention-cadre des Nations unies sur le changement climatique (CCNUCC) se sont notamment donnés pour objectif en 2015 dans l'Accord de Paris **de maintenir l'augmentation de la température mondiale « nettement en dessous » de 2 °C d'ici à 2100 par rapport aux niveaux préindustriels et poursuivre les efforts en vue de limiter cette augmentation à 1,5 °C.** Parvenir à ces objectifs implique **une action immédiate, rapide et de grande ampleur pour réduire les émissions de GES** et atteindre **zéro émission nette autour de 2050, c'est-à-dire la « neutralité carbone »**.

La neutralité carbone est entendue comme un **équilibre entre les émissions de GES et les absorptions de carbone par les écosystèmes gérés par l'être humain (forêts, sols agricoles) et par les procédés industriels** (capture et stockage ou réutilisation du carbone).

¹ Les principaux gaz à effet de serre sont le dioxyde de carbone (CO₂) (issu de la combustion d'énergies fossiles, et des changements d'affectation des terres ou de la déforestation [UTCATF]), ainsi que le méthane (CH₄) et le protoxyde d'azote (N₂O) (tous deux issus en grande partie de l'agriculture et de l'industrie). Les gaz fluorés (PFC, HFC, SF₆), utilisés principalement pour les usages réfrigérants, contribuent plus faiblement au réchauffement, mais leurs émissions sont en forte croissance. Une fois libérés dans l'atmosphère, les gaz à effet de serre y restent pendant des dizaines, voire des centaines d'années (durée de vie des émissions de CO₂ dans l'atmosphère : supérieure à la centaine d'années ; durée de vie du méthane dans l'atmosphère : de l'ordre de 12 ans ; durée de vie du protoxyde d'azote : de l'ordre de 120 ans et celle de l'hexafluorure de soufre (SF₆) : de l'ordre de 50 000 ans). Par conséquent, lorsqu'une politique climatique est mise en place, les émissions antérieures continuent d'influencer le climat pendant plusieurs décennies.

Notre avenir énergétique se décide maintenant



La neutralité carbone est un équilibre entre :

Les émissions
de GES sur le
territoire
national



L'absorption de carbone :

- écosystèmes gérés par l'homme (forêt, sols agricoles, etc.)
- procédés industriels (capture et stockage ou réutilisation du carbone)

La neutralité carbone (Source : Stratégie nationale bas carbone - Avril 2020)

Pour en savoir plus :

[Tome 1 du 6^{ème} rapport d'évaluation du GIEC](#)

[Tome 2 du 6^{ème} rapport d'évaluation du GIEC](#)

[Tome 3 du 6^{ème} rapport d'évaluation du GIEC](#)

[L'accord de Paris](#)

a) L'atteinte de la neutralité carbone au niveau mondial

En 2021, l'Agence Internationale de l'Energie (AIE) a publié deux rapports « [Net Zero by 2050 - A Roadmap for the Global Energy Sector](#) » et « [World Energy Outlook 2021](#) » consacrés à la neutralité carbone. Si des **engagements d'atteindre la neutralité carbone ont déjà été pris par une cinquantaine de pays dans le monde**, l'AIE estime qu'ils permettront de faire baisser les émissions au niveau mondial, mais que **leur mise en œuvre ne sera pas suffisante** pour que la planète atteigne globalement la neutralité carbone.

Pour l'AIE, **l'atteinte de la neutralité carbone reste possible, mais des engagements supplémentaires doivent être pris dès à présent**. Quatre mesures phares sont identifiées par l'AIE :

- Passer véritablement à la vitesse supérieure en matière d'électrification bas carbone en doublant les déploiements de projets photovoltaïques et éoliens par rapport aux engagements actuels, et en augmentant fortement la production issue d'autres sources d'énergie bas-carbone, y compris l'énergie nucléaire ;
- Travailler sans relâche à améliorer l'efficacité énergétique, tout en prenant des mesures pour modérer la demande de services énergétiques en encourageant l'utilisation rationnelle des matières premières et l'évolution des comportements ;
- S'employer activement à réduire les émissions de méthane provenant du secteur des énergies fossiles ;
- Stimuler fortement l'innovation dans le domaine des énergies propres.

b) L'atteinte de la neutralité carbone au niveau européen et le paquet *Fit for 55*

Avec le pacte vert pour l'Europe adopté par la Commission européenne en décembre 2019, l'Union européenne (UE) s'est engagée à **atteindre la neutralité carbone en 2050** et, pour ce faire, à accélérer la réduction de ses émissions de gaz à effet de serre d'ici 2030, en **passant d'un objectif de moins 40% brut en 2030 à un objectif de réduction nette d'au moins 55% en 2030 par rapport aux niveaux de 1990**, tout en limitant la contribution du puits carbone européen à l'atteinte de cet objectif.

A titre de comparaison :

- Le Japon vise une réduction de ses émissions de GES de 46% en 2030 par rapport à 2013 et de poursuivre ses efforts pour relever le défi d'une réduction de 50% à cette échéance ;
- La Chine vise à ce que ses émissions de CO₂ atteignent un pic avant 2030 et à ce que la neutralité carbone soit atteinte avant 2060. A l'horizon 2030, la Chine vise une réduction de ses émissions de CO₂ par unité de PIB de plus de 65% par rapport à 2005 ;
- Les Etats-Unis visent une réduction de ses émissions de GES en 2030 de 50 à 52% par rapport à 2005 ;
- L'Australie vise une réduction de ses émissions de GES de 43% en 2030 par rapport à 2005 et de parvenir à des émissions nettes nulles d'ici 2050.

Pour atteindre les nouveaux objectifs climatiques européens, une **révision majeure de la législation en matière de climat, d'énergie et de transport est nécessaire**. La Commission a ainsi proposé, en juillet 2021, [un ensemble de 12 propositions et révisions législatives dénommé « Ajustement à l'objectif 55 » ou « Fit for 55 »](#). Ces propositions sont **en cours de négociation entre les 27 Etats membres de l'UE, la Commission européenne et le Parlement européen** afin de trouver un accord sur ces textes.

Grâce à un intense travail durant le premier semestre 2022, **la Présidence française du Conseil de l'Union européenne a obtenu des accords entre Etats membres sur tous les textes du paquet Fit for 55** (à l'exception de la directive sur la taxation de l'énergie, qui vise notamment à établir une taxation progressive du kérosène et qui est toujours en cours de négociation). Les Etats ont ainsi validé un nouveau cadre législatif permettant l'atteinte de l'objectif de -55% d'émissions en 2030 et révisant les politiques et mesures sectorielles dans le domaine de l'énergie :

- **renforcer le marché carbone européen « EU-ETS »** (*European Union-Emissions Trading System*) **afin de réduire de -61% au lieu de -43% les émissions des secteurs qui y sont soumis** par rapport à 2005 (production d'électricité, industrie lourde, aviation intra-européenne) **sur un périmètre incluant l'aviation et élargi au transport maritime ;**
- **créer d'un marché carbone européen séparé pour les secteurs des transports routiers et du bâtiment associé à un nouveau « Fonds social pour le climat »** accompagnant financièrement la transition des ménages modestes et PME vers des solutions bas carbone ;
- **créer un Mécanisme d'ajustement carbone aux frontières (MACF)** qui doit permettre de protéger les entreprises européennes de la compétition non-loyale d'acteurs étrangers soutenus par des Etats qui ne respectent pas les mêmes standards environnementaux ;
- **réduire à horizon 2030 de -40% au lieu de -29% les émissions des secteurs non soumis au marché carbone** par rapport à 2005 (transports, bâtiment, agriculture, déchet, industrie hors ETS), chaque Etat membre se voyant assigné un objectif national contraignant ;
- **fixer un objectif au niveau de l'UE d'absorptions nettes de GES d'au moins 310 millions de tonnes équivalent CO₂ d'ici à 2030** (contre 225 MtCO_{2e} actuellement) réparti entre les Etats selon des objectifs nationaux ;
- **rehausser l'objectif européen de 32 à 40% d'énergies renouvelables dans la consommation énergétique finale** en 2030 ;
- **relever l'objectif en matière d'efficacité énergétique d'au moins 32,5% à 36% en énergie finale** en 2030 par rapport à 1990 (ce qui correspondra à une baisse de 9% entre 2020 et 2030) ;

Notre avenir énergétique se décide maintenant



- dans le domaine des transports : **mettre fin à la vente des voitures et véhicules utilitaires légers thermiques neufs en 2035, accélérer le déploiement des infrastructures de recharge** en carburants alternatifs, ou encore développer des carburants alternatifs dans le transport maritime et dans l'aviation.

	Objectif 2030 actuel	Objectif 2030 prévu par <i>Fit for 55</i>
Réduction des émissions totales de GES (par rapport à 1990)	- 40% brut	- 55% net
Réduction des émissions de GES (par rapport à 2005) des secteurs soumis au marché carbone européen « EU-ETS » (production d'électricité, industrie lourde, aviation intra-européenne)	- 43%	- 61%
Réduction des émissions de GES (par rapport à 2005) des secteurs non soumis au marché carbone européen « EU-ETS » (transports, bâtiment, agriculture, déchet, industrie hors ETS)	- 29%	- 40%
Absorptions nettes de GES	255 MtCO _{2e}	310 MtCO _{2e}
Part d'énergies renouvelables dans la consommation finale d'énergie	32%	40%
Efficacité énergétique en énergie finale (par rapport à 1990)	32,5%	36%

Principaux rehaussements d'objectifs au niveau européen prévus par le paquet Fit for 55 (Source DGEC)

Parallèlement aux accords entre Etats membres, **le Parlement européen**, co-législateur dans ces domaines, **a également adopté ses positions** sur l'ensemble des textes du paquet *Fit for 55* avec une ambition proche de celle obtenue par la Présidence Française de l'Union Européenne. S'ouvre actuellement une **phase de conciliation des positions respectives du Conseil et du Parlement européen dans le cadre du « trilogue »**, la Commission européenne jouant un rôle de médiatrice. **L'adoption de ces textes au plus vite permettra la mise en œuvre rapide de ce nouveau cadre climatique** en vue de l'atteinte effective de l'objectif de -55% en 2030.

Le **plan REPowerEU**, annoncé par la Commission européenne en mai 2022 à la suite du déclenchement de la guerre en Ukraine, **visé à renforcer plusieurs objectifs, en particulier en matière d'efficacité énergétique et de développement des énergies renouvelables, par rapport à ce que prévoit le paquet *Fit for 55***, et nécessitera que les négociations européennes sur ces objectifs se poursuivent.

L'ensemble de ces politiques européennes doit permettre **d'accélérer la décarbonation de l'économie de l'UE à travers tous les secteurs et permettre aux Etats membres, y compris la France, d'atteindre leurs objectifs climatiques nationaux.**

c) Le contexte de la guerre en Ukraine

A la suite de l'attaque de l'Ukraine par la Russie, les 27 Etats membres de l'Union européenne ont pris un certain nombre de sanctions vis-à-vis de la Russie et ont cherché à **réduire leurs importations d'hydrocarbures depuis ce pays. L'UE importe plus de 40% de sa consommation de gaz de Russie, et**

respectivement 25% et 20% de son pétrole brut et diesel. Elle a prononcé un embargo sur le pétrole russe d'ici la fin de l'année 2022. De son côté, la Russie a réduit ses approvisionnements en gaz à destination de l'UE. Pour y faire face, cette dernière a ainsi commencé à **anticiper, dès le printemps 2022, une interruption totale des approvisionnements en gaz russe.**

Le Conseil de l'Union européenne, présidé par la France puis la République Tchèque, a pris, sur proposition de la Commission européenne, une **série de mesures pour faire face cette situation** notamment :

- mi-mars 2022 : connexion de l'Ukraine au système électrique européen ;
- mai 2022 : accord sur le **règlement européen sur le stockage minimal de gaz** et présentation par la Commission du **plan REPowerEU** ;
- juillet 2022 : accord des Etats membres sur une **réduction volontaire de 15% de la demande de gaz naturel** entre août 2022 et 31 mars 2023 pour renforcer la sécurité de l'approvisionnement en énergie de l'Union Européenne.

Plus spécifiquement, le [plan REPowerEU, présenté le 18 mai 2022](#), qui vise à **réduire rapidement la dépendance à l'égard des combustibles fossiles russes et à accélérer la transition écologique de l'UE**, propose de :

- renforcer les mesures à long terme visant l'efficacité énergétique, notamment en relevant de 9% à 13% l'objectif contraignant en matière d'efficacité énergétique prévu dans le paquet *Fit for 55* entre 2020 et 2030 ;
- porter de 40% à 45% l'objectif pour 2030 en matière d'énergies renouvelables prévu dans le paquet *Fit for 55* ;
- diversifier les approvisionnements via des achats communs volontaires de gaz, de gaz naturel liquéfié (GNL) et d'hydrogène ;
- réduire la consommation de combustibles fossiles dans l'industrie et les transports.

2. Le contexte français en matière de politique climatique et énergétique

La France **mène depuis le début des années 2000 une politique énergétique et climatique pour réduire ses émissions**, et s'est déjà fixée de nombreux objectifs, à différents horizons temporels, en matière de réduction des émissions de GES, de réduction de consommation d'énergie, de développement des énergies renouvelables ou encore de diversification du mix électrique. La France s'est ainsi fixée, en lien avec son engagement pris lors de l'Accord de Paris, **l'objectif d'atteindre la « neutralité carbone » dès 2050**. Tenir cet engagement suppose **une division par au moins 6 de nos émissions brutes de GES à l'horizon 2050 par rapport à 1990**.

Les engagements et objectifs actuels de la France sur l'énergie et le climat se structurent principalement autour de [la Loi de transition énergétique pour la croissance verte \(LTECV\)](#) promulguée en août 2015, de [la Loi relative à l'énergie et au climat](#) promulguée en novembre 2019, de [la Loi portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets](#) promulguée en août 2021, de la [stratégie nationale bas-carbone](#) (SNBC2 adoptée en avril 2020) et de [la programmation pluriannuelle de l'énergie](#) (PPE2 en vigueur adoptée en avril 2020). Ils **tiennent compte des objectifs européens en vigueur**, en particulier en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre (-40% en 2030 par rapport à 1990), de réduction de consommation d'énergie

Notre avenir énergétique se décide maintenant



(32.5% d'efficacité énergétique en consommation finale en 2030 par rapport à 1990), ou de développement des énergies renouvelables (32% d'énergie renouvelable dans la consommation finale d'énergie en 2030).

PRINCIPAUX OBJECTIFS ÉNERGÉTIQUES ET CLIMATIQUES

– FRANCE –

	ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE	CONSUMMATION D'ÉNERGIE FINALE	CONSUMMATION FINALE D'ÉNERGIE RENOUVELABLE	CONSO CHALEUR RENOUVELABLE	PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE	CONSO GAZ RENOUVELABLE	PART DU NUCLÉAIRE DANS LE MIX ÉLECTRIQUE
2028 (PPE)		-16,5% par rapport à 2012	Entre 32 et 35%	Entre 34 et 38%	Entre 33 et 36%	Entre 6 et 8%	
2030	-40% par rapport à 1990	-20% par rapport à 2012	33%	38%	40%	10%	
2035							50%
2050	Neutralité carbone	-50% par rapport à 2012					

Principaux objectifs énergétiques et climatiques de la France (Sources : code de l'énergie et PPE2)

a) La stratégie nationale bas carbone (SNBC)

Les politiques publiques d'atténuation ont pour objectif de réduire les émissions de GES. La lutte contre le changement climatique est encadrée par la **SNBC** qui définit la feuille de route de la France pour respecter ses objectifs de réduction des émissions de GES de court, moyen et long termes. Elle constitue l'un des deux volets de la politique climatique française, aux côtés du Plan national d'adaptation au changement climatique. La **SNBC actuellement en vigueur (2^{ème} édition ou SNBC2) a été adoptée en avril 2020**. La loi prévoit sa révision tous les cinq ans. Pour placer la France sur une trajectoire compatible avec la nouvelle ambition climatique européenne et les objectifs du paquet *Fit for 55*, **les objectifs sectoriels de la SNBC seront revus à la hausse d'ici 2024** lors de l'élaboration de la future Stratégie française sur l'énergie et le climat SFEC) **dans la SNBC3 (3^{ème} édition)** que cette concertation viendra nourrir.

Notre avenir énergétique se décide maintenant



Stratégie nationale bas-carbone



Pour atteindre la neutralité carbone, la SNBC2 prévoit notamment de :

- **diviser par deux par rapport à 2012 la consommation d'énergie tous secteurs confondus**, en améliorant l'efficacité énergétique et en maîtrisant la demande en énergie dans l'ensemble des secteurs ;
- **décarboner totalement l'énergie que nous consommons** et sortir ainsi d'une dépendance, dangereuse sur les plans économique, géopolitique et climatique, aux énergies fossiles ;
- **réduire au maximum les émissions de GES non énergétiques**, en particulier de l'agriculture et l'industrie ;
- **maximiser le puits de carbone, en optimisant la gestion de la forêt et des sols agricoles, afin que ce puits permette de compenser les émissions résiduelles incompressibles** (des secteurs non énergétiques comme l'agriculture ou l'industrie).

Afin d'atteindre les réductions importantes d'émissions de GES nécessaires dans tous les secteurs d'activité émetteurs de GES (transport, bâtiments, industrie, agriculture, production d'énergie, déchets), la SNBC2 fixe **les orientations stratégiques sectorielles** pour mettre en œuvre au niveau national la transition vers une économie faiblement émettrice de gaz à effet de serre et durable. Elle comporte un scénario de référence permettant de projeter les efforts complémentaires à réaliser par secteur afin de respecter la trajectoire de neutralité carbone.

Tous secteurs confondus, **l'objectif national actuel** à l'horizon 2030 est de **réduire d'au moins 40% nos émissions de GES par rapport à 1990**. Pour permettre une visibilité à moyen terme des trajectoires de réduction, la SNBC2 fixe **des plafonds d'émission nationaux de GES à ne pas dépasser par période de cinq ans (appelés « budgets carbone »)** cohérents avec la trajectoire visant la neutralité carbone et des budgets carbone annuels indicatifs. Les budgets carbone actuels couvrent la période 2019-2033.

	2030	2050
Transports	-28%	Zéro émission (à l'exception du transport aérien domestique)
Bâtiments	-53%	Décarbonation quasi-complète
Agriculture	-18%	-46%
Industrie	-35%	-81%
Production d'énergie	-33%	Zéro émission
Déchets	- 37%	-66%

Evolution des émissions de GES (par rapport à 2015) prévue par le scénario de la SNBC2 (Source SNBC2)

Notre avenir énergétique se décide maintenant



La SNBC dispose de **160 indicateurs de suivi**, mis à jour à fréquence régulière.

Pour en savoir plus :

- [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](#)
- [Les indicateurs de suivi de la SNBC](#)

b) La programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE)

La [PPE](#) est **l'outil de pilotage de la politique énergétique française** : elle expose les orientations et fixe les priorités d'action des pouvoirs publics pour la gestion de l'ensemble des formes d'énergie sur le territoire métropolitain continental, afin d'atteindre les objectifs de la politique énergétique. La PPE doit être compatible avec la SNBC précitée et couvrir une période de 10 ans. **La PPE actuellement en vigueur (2^{ème} édition, PPE2), couvrant la décennie 2019-2028, a été adoptée en avril 2020.** Comme la SNBC, la loi prévoit la révision de la PPE tous les 5 ans.



La politique énergétique de France, déclinée dans la PPE2, repose sur **deux piliers principaux** :

- la **réduction des consommations d'énergie** ;
- la **fin de l'utilisation des énergies fossiles** (pétrole, gaz, charbon) et la **décarbonation totale de notre mix énergétique** en 2050 à travers notamment le développement des sources d'énergies bas-carbone (énergies renouvelables, nucléaire) et une transformation des usages (électrification notamment).

La PPE prévoit une **réduction de notre consommation finale d'énergie de 7,6% en 2023 et 16,5% en 2028** par rapport à 2012. Elle prévoit également une **réduction de consommation primaire d'énergie**

Notre avenir énergétique se décide maintenant



fossile de 35% en 2028 toujours par rapport à 2012, en **mettant fin en priorité à l'usage des énergies fossiles les plus émettrices de gaz à effet de serre** (charbon, puis pétrole et enfin gaz).

Energie fossile	Réduction de consommation primaire en 2023	Réduction de consommation primaire en 2028
Gaz	10%	22%
Pétrole	19%	34%
Charbon	66%	80%
Total	20%	35%

Réduction de consommation primaire d'énergie fossile par rapport à 2012 prévue par la PPE2 (Source PPE2)

En matière de développement des énergies renouvelables, la PPE2 **prévoit une part d'énergie renouvelable dans la consommation finale d'énergie comprise entre 34 et 38% en 2028**. Pour parvenir à cette augmentation substantielle, elle prévoit ainsi :

- pour la chaleur renouvelable : une consommation de 196 TWh en 2023 et entre 218 et 247 TWh, soit une **augmentation respective de 25%, et entre 40 et 60% par rapport à 2017**, et une consommation de chaleur renouvelable comprise entre 34 et 38% en 2028 ;
- pour le gaz renouvelable : une production de biogaz à hauteur de 24 à 32 TWh en 2028 sous l'hypothèse d'une baisse des coûts, soit **4 à 6 la production de 2017** et une consommation de gaz renouvelable comprise entre 6 et 8% en 2028 ;
- pour la production d'électricité : une production d'électricité à partir d'énergies renouvelables comprise en 33 et 36% en 2028, nécessitant le **doublement des capacités d'énergies renouvelables électriques entre 2017 et 2028**.

Puissance installée (en gigawatt (GW))	2017	2023	2028
Eolien terrestre	13,5	24,1	33,2 à 34,7
Eolien en mer	0	2,4	5,2 à 6,2
Solaire photovoltaïque	7,7	20,1	35,1 à 44,0
Production d'électricité à partir de biogaz	0,11	0,27	0,34 à 0,41
Hydro-électricité	25,3	25,7	26,4 à 26,7
Total	47	74	101 à 113

Evolution des puissances installées par énergie renouvelable électrique prévue par la PPE2 (Source PPE2)

La PPE2 dispose de 43 indicateurs de suivi (principalement relatifs à la réduction de consommation d'énergie et au développement des énergies renouvelables), mis à jour annuellement.

Pour en savoir plus :

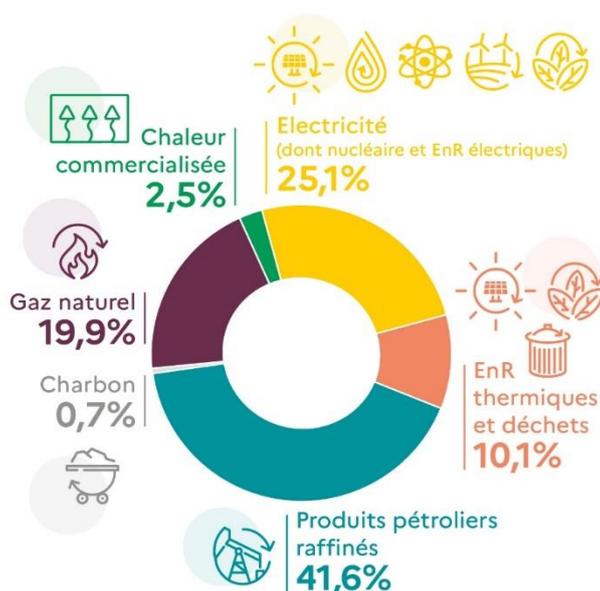
- [Le résumé en 4 pages de la Programmation pluriannuelle de l'énergie](#)
- [Le décret du 21 avril 2020 relative à la Programmation pluriannuelle de l'énergie](#)
- [La Programmation pluriannuelle de l'énergie](#)
- [La synthèse de la Programmation pluriannuelle de l'énergie](#)
- [Les indicateurs de suivi de la PPE2](#)

Notre avenir énergétique se décide maintenant



c) Le mix énergétique français actuel

Le « **mix énergétique** » correspond à l'ensemble des énergies que nous consommons directement (pour le transport, le chauffage des bâtiments, pour l'industrie) ou pour produire une autre forme d'énergie, comme l'électricité. Pour ces usages, sont utilisées plusieurs sources d'énergie primaire, comme le pétrole, le gaz naturel, le nucléaire ou les énergies renouvelable. Malgré le caractère néfaste aux niveaux climatique, énergétique et géopolitique (à l'image de l'utilisation du gaz comme une arme de guerre par la Russie dans le contexte de la guerre en Ukraine) de la dépendance aux **énergies fossiles** (produits pétroliers, gaz naturel, charbon), elles **représentent encore plus de 60% de notre mix énergétique pour notre consommation finale d'énergie.**



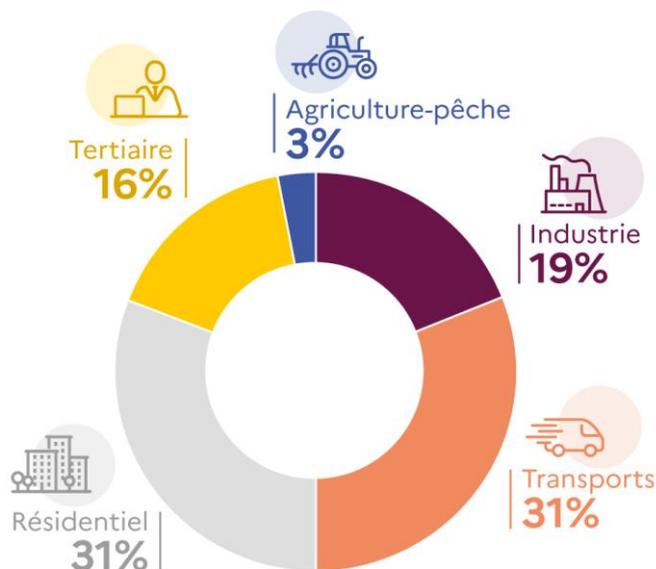
Mix énergétique de la France en 2020 en consommation finale d'énergie
(Source : D'après SDES Chiffres clés de l'énergie - Édition 2021)

En 2021, la consommation finale d'énergie s'est établie à 1627 térawattheures (TWh) (données réelles provisoires). Les deux secteurs les plus consommateurs d'énergie sont le secteur résidentiel et le secteur des transports (31% chacun).

Notre avenir énergétique se décide maintenant



PART DE LA CONSOMMATION FINALE
D'ÉNERGIE PAR SECTEUR EN 2021



Part de la consommation finale d'énergie 2021 France entière par secteur (Source : D'après SDES Bilan énergétique de la France en 2021 - Données provisoires)

Selon les secteurs, la part de chaque énergie peut varier très sensiblement. A titre d'exemple :

- dans les transports, les produits pétroliers représentent 91% de la consommation finale d'énergie ;
- dans l'industrie, le gaz naturel et l'électricité représentent respectivement 37% et 36% de la consommation finale d'énergie ;
- dans le résidentiel, l'électricité représente 34% de la consommation finale d'énergie, devant le gaz naturel (29%), les énergies renouvelables thermiques et les déchets (24%) et les produits pétroliers (10%) ;
- dans le tertiaire, l'électricité représente 51% de la consommation finale d'énergie devant le gaz naturel (28%) et les produits pétroliers (12%).

Pour en savoir plus :

- [Vidéo Le mix énergétique qu'est-ce que c'est ?](#)
- [Bilan énergétique de la France en 2021 – Données provisoires](#)
- [Chiffres clés de l'énergie Edition 2021](#)
- [Données régionales de production et de consommation finale d'énergie](#)

d) Quelle est la trajectoire de la France par rapport à ses objectifs actuels ?

i. Les émissions de gaz à effet de serre (GES)

Si, au terme de la période 2015-2018, la France a dépassé le premier budget carbone qu'elle s'était assignée ([d'environ 61 MtCO2eq cumulés sur la période 2015-2018](#)), les [tendances récemment](#)

observées par le Citepa sont encourageantes quant au respect par la France de ses objectifs de réduction des émissions de GES :

- **le niveau d'émissions de 2019 (hors secteur des terres et forêts)** (435 MtCO_{2e}) montre que la part annuelle indicative 2019 du budget carbone de la SNBC 2 (442 MtCO_{2e}) est respectée avec une marge de 7 MtCO_{2e}, et que la baisse 2019/2018 est supérieure à la baisse moyenne attendue par la trajectoire de la SNBC entre ces deux années (-1,5% par an) ;
- **les émissions (hors secteur des terres et forêts) de 2020 se sont établies à 393 MtCO_{2e}**, en baisse de 9,6% par rapport à 2019 respectant ainsi la part annuelle indicative 2020 du budget carbone de la SNBC 2 (435 MtCO_{2eq}) **avec une marge de 42 MtCO_{2e}**. Le contexte du covid-19 a indéniablement contribué à cette baisse historique, mais l'analyse d'indicateurs complémentaires, notamment sur le développement des véhicules électriques² ou dans le secteur de la rénovation des logements³, montre que cette baisse ne saurait être analysée uniquement comme le résultat d'une situation conjoncturelle liée aux effets de la crise sanitaire. En termes de répartition par secteur, 29% des émissions de GES étaient liées au secteur des transports, 21% à l'agriculture, 18% à l'industrie manufacturière et la construction et au secteur de l'usage des bâtiments résidentiels et tertiaires, 10% à l'industrie de l'énergie, et 4% aux traitements centralisés des déchets.
- **les premières estimations d'émissions (hors secteur des terres et forêts) pour 2021 sont de 418 MtCO_{2e}**, ce qui représente une baisse de 3,8% par rapport à 2019 (l'année 2020 étant peut représentative du fait de la crise sanitaire). **Ce chiffre est légèrement inférieur à la part annuelle indicative 2021 du budget carbone qui est de 422 MtCO_{2e}**.

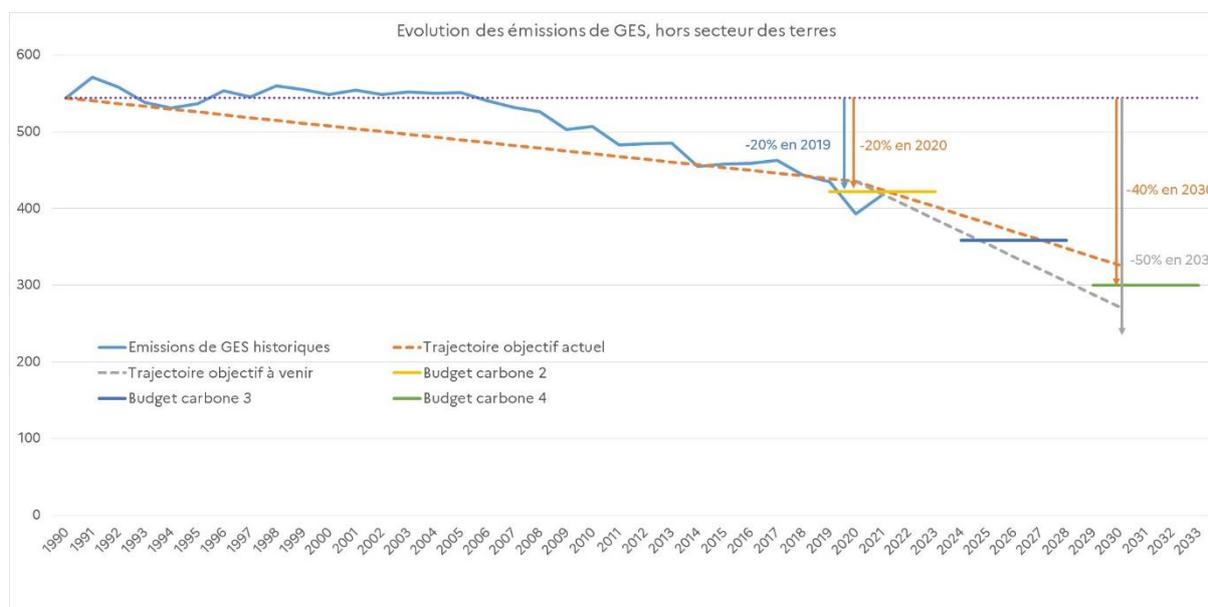
Malgré ces résultats encourageants, le chemin restant à parcourir pour atteindre la neutralité carbone en 2050 est important et il est **nécessaire d'accélérer encore le rythme de réduction des émissions**.

Les premières estimations d'émissions pour 2021 représentent **une baisse de 23% des émissions par rapport à 1990**. Or, l'objectif actuel de la France est de réduire d'au moins 40% ses émissions de GES territoriales d'ici 2030. Pour tenir l'objectif actuel, il faudra, **en moins de 10 ans, reproduire la baisse atteinte au cours des 20 dernières années** (la baisse des émissions s'est véritablement engagée à partir de 2005). **Il faut donc multiplier par deux le rythme actuel**. Etant donné que l'objectif de la France à l'horizon 2030 va être rehaussé avec le paquet *Fit for 55*, la prochaine décennie et le nouveau jalon 2030 **doivent marquer une rupture avec les trajectoires antérieures**.

² Par exemple, les véhicules électriques et hybrides rechargeables représentaient 18,3 % des ventes de véhicules neufs en 2021, contre 11,3 % en 2020 et 2,8 % en 2019. Ainsi, plus de 800 000 véhicules électrifiés sont actuellement en circulation alors qu'ils n'étaient que 275 000 en 2019.

³ Entre janvier 2019 et décembre 2020, le coup de pouce chauffage du dispositif des certificats d'économies d'énergies a permis d'engager le remplacement de plus de 560 000 chaudières fossiles. Les travaux engagés devraient permettre aux ménages concernés d'économiser chaque année 345 M€ sur leurs factures énergétiques et d'éviter chaque année l'émission de 1,56 MtCO₂. Le coup de pouce isolation avait quant à lui permis d'engager plus d'1 million d'isolation de combles et plus de 420 000 isolations des planchers bas entre janvier 2019 et décembre 2020.

Notre avenir énergétique se décide maintenant



Emissions historiques et budget carbone (en Mt CO2eq) (D'après Citepa, Avril 2022 - Format Secten et SNBC2)

Pour en savoir plus :

- [Rapport du CITEPA sur les émissions de gaz à effet de serre et de polluants atmosphériques en France](#)

ii. La consommation d'énergie finale

La trajectoire de consommation d'énergie dépend de plusieurs facteurs, notamment :

- Les efforts en **matière de sobriété énergétique**, c'est-à-dire la réduction des consommations d'énergie par des changements 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.
- Les efforts en matière **d'efficacité énergétique**, c'est-à-dire l'optimisation des consommations, ce qui passe par une utilisation plus rationnelle de l'énergie et par des outils plus efficaces (minimisation de la consommation d'énergie pour un service rendu identique). A titre d'exemple, l'efficacité c'est le passage d'une voiture thermique à une voiture électrique ou l'isolation de son logement.
- Le niveau de **production industrielle domestique** et donc la trajectoire de réindustrialisation.

Après une croissance quasi continue de la consommation finale à usage énergétique entre 1990 et 2001, cette consommation s'est ensuite infléchi (- 0,3% en moyenne annuelle entre 2001 et 2019), résultant à la fois des mutations de l'économie française et des politiques publiques en faveur de l'amélioration de l'efficacité énergétique de la France.

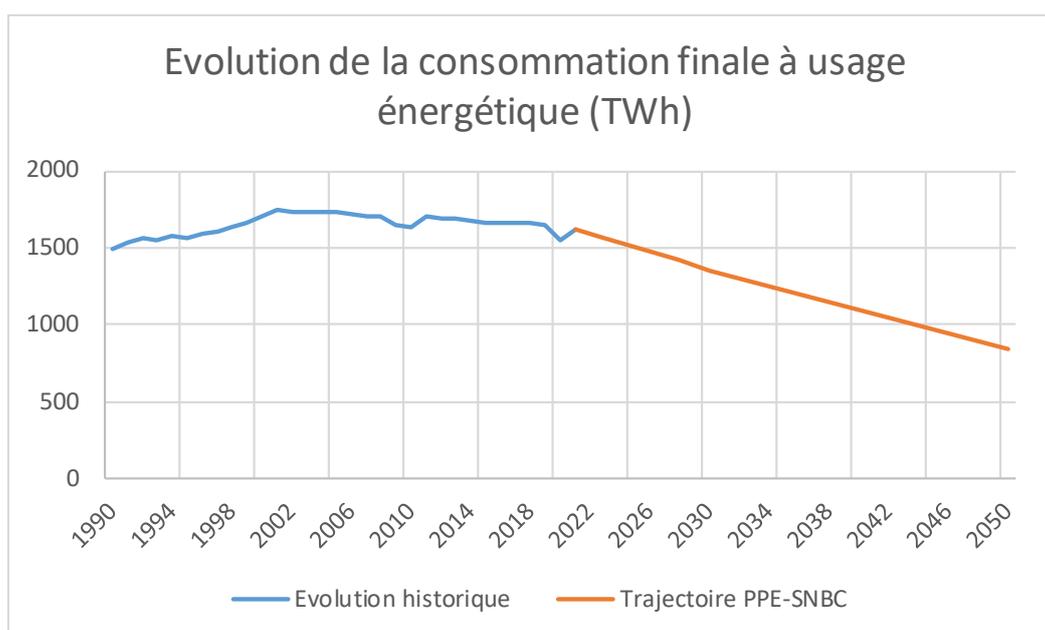
La consommation finale à usage énergétique, corrigée des variations climatiques, s'est établie en 2020 à 1 554 TWh (1491 TWh en données réelles), en forte baisse par rapport à 2019 (- 5,4%) du fait de la pandémie liée au coronavirus. En 2021, la reprise économique et la levée progressive des limitations de déplacements liées à l'épidémie de Covid-19 ont généré un rebond de la consommation d'énergie (+ 4,1%) en particulier dans les transports, l'industrie et le tertiaire. Elle s'est établie à 1617 TWh – données

Notre avenir énergétique se décide maintenant



corrigées des variations climatiques provisoires (1627 TWh en données réelles), **ce qui correspond à une baisse de la consommation d'énergie finale de 4% par rapport à 2012**. Cela signifie que la France devra réaliser en à peine deux ans une baisse quasi-équivalente à celle réalisée lors de la décennie 2012-2021 (la PPE 2 prévoit un objectif de baisse de 7.6% en 2023 par rapport à 2012).

L'objectif pour 2030 (baisse de 20% de la consommation d'énergie finale par rapport à 2012) est très ambitieux et **ne pourra être atteint que grâce à une montée en puissance très rapide des mesures d'économies d'énergie et des actions de sobriété énergétique ainsi que d'efficacité énergétique**.

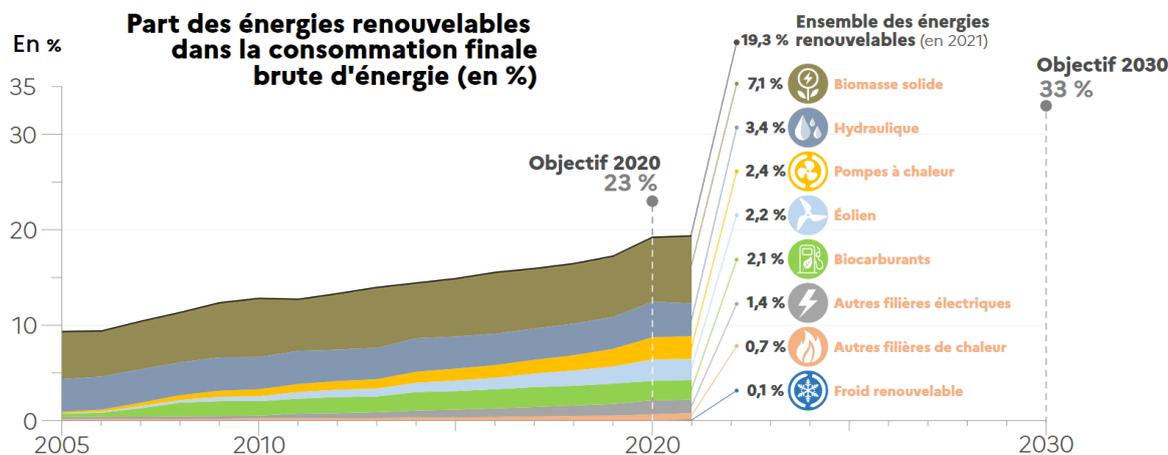


Evolution de la consommation finale à usage énergétique (Sources : D'après SDES, PPE, SNBC)

iii. Le développement des énergies renouvelables

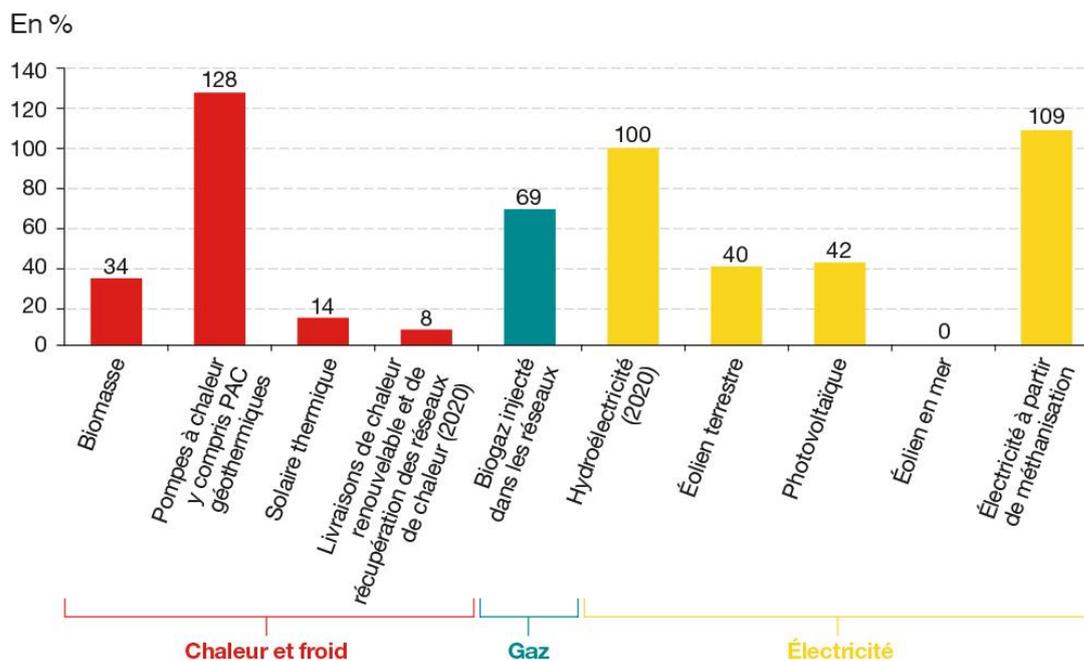
En 2021, la **part des énergies renouvelables** dans la consommation finale brute d'énergie s'est établie à **19,3%**. Malgré une accentuation depuis 2019, l'objectif fixé par les obligations européennes à la France n'a pas été atteint (19,1% en 2020 pour un objectif de 23%).

Notre avenir énergétique se décide maintenant



Part des énergies renouvelables dans la consommation finale (Source SDES : Les énergies renouvelables en France en 2021 - Suivi de la directive (UE) 2018/2001 relative à la promotion de l'utilisation des énergies renouvelables)

PART DE L'ACCROISSEMENT PRÉVU ENTRE 2018 ET 2023 RÉALISÉE EN 2021



Lecture : les objectifs relatifs à la chaleur et au froid ainsi qu'au gaz renouvelable sont exprimés en production d'énergie, tandis que ceux relatifs à l'électricité renouvelable le sont en puissance installée. Entre 2018 et 2021, s'agissant de l'injection du biogaz dans les réseaux, 69 % de l'accroissement nécessaire pour atteindre l'objectif fixé en 2023 a été effectué.

Champ : France métropolitaine continentale (champ défini par la PPE).

Source : calculs SDES

Part de l'accroissement prévu par la PPE2 en matière de développement des énergies renouvelables et réalisée en 2021 (Source SDES : Chiffres-clés des énergies renouvelables – Edition 2022)

Notre avenir énergétique se décide maintenant



À la fin 2021, la **part déjà réalisée des objectifs de la PPE à l'horizon 2023 varie selon les filières**. Ainsi, certaines filières, telles que les pompes à chaleur ou l'électricité issue de la méthanisation, ont déjà atteint leur objectif (accroissement supérieur à 100%) de production ou de puissance fixé pour 2023. Le biogaz injecté dans les réseaux ou l'hydroélectricité est en avance (accroissement supérieur à 60%) sur la trajectoire permettant d'atteindre l'objectif prévu par la PPE en 2023. En revanche, d'autres filières (biomasse, chaleur renouvelable livrée par les réseaux de chaleur, éolien terrestre, éolien en mer, photovoltaïque) sont en retard pour atteindre les objectifs 2023.

Pour en savoir plus :

- [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](#)

e) Une accélération indispensable pour atteindre nos objectifs actuels et les futurs objectifs rehaussés

Alors que des **efforts sont d'ores et déjà nécessaires pour atteindre nos objectifs actuels à horizon 2030**, le rehaussement d'ambition prévu par le paquet climat européen *Fit for 55*, et le cas échéant le plan REPowerEU, impactera directement les objectifs climatiques et énergétiques de la France à cet horizon et imposera de **les revoir à la hausse**. Ainsi, le nouveau jalon européen 2030 pourrait impliquer une baisse globale des émissions de la France en 2030 d'au moins - 50% par rapport à 1990 (à comparer à l'objectif actuel de -40%), ce qui imposera des efforts de tous et des transformations dans tous les secteurs émetteurs de GES de notre économie. De même, l'objectif de 33% de part d'énergie renouvelable dans la consommation finale d'énergie en 2030 pourrait être rehaussé aux environs de 40%. La **Stratégie française sur l'énergie et le climat**, nourrie par les résultats de cette concertation, servira ainsi de **vecteur pour actualiser les objectifs nationaux et identifier les différentes mesures permettant de les atteindre**.

Sans attendre, tant pour **anticiper ces futurs objectifs** rehaussés, mais aussi **pour faire face aux tensions existants sur les marchés et l'approvisionnement en énergie**, le Gouvernement a d'ores et déjà **lancé plusieurs chantiers, en cohérence avec le nouveau cadre de la planification écologique**.

Ainsi, en matière de développement des énergies renouvelables le Gouvernement a, d'une part, annoncé le 28 juillet 2022 des [premières mesures d'urgence](#) pour faire face à l'inflation et à la hausse du coût des matériaux de construction qui conduit au retard voire à l'arrêt de nombreux projets, et d'autre part, un [projet de loi relatif à l'accélération des énergies renouvelables](#), qui a été présenté en Conseil des Ministres le 26 septembre 2022, qui sera débattu au Parlement dès l'automne 2022, et qui vise à répondre au double défi d'acceptabilité locale et territoriale d'une part et d'accélération et de simplification d'autre part. Le Gouvernement a également publié une instruction aux préfets, le 16 septembre 2022, appelant à leur mobilisation pour optimiser l'approvisionnement énergétique en cas de crise et pour accélérer le développement des énergies renouvelables. L'action de l'ensemble des services de l'État, et tout particulièrement des services déconcentrés qui assurent l'accompagnement des projets énergétiques et le contrôle de leur conformité, est donc fondamentale pour préserver notre sécurité d'approvisionnement énergétique.

Notre avenir énergétique se décide maintenant



Le Gouvernement a également lancé en juin 2022 des travaux pour élaborer un [grand plan de sobriété énergétique](#), mobilisant principalement le secteur public et les entreprises, afin de **réduire de 10% notre consommation d'énergie sur les deux prochaines années par rapport à 2019**. Le **plan de sobriété**, découlant des différents groupes de travail mis en place en cours de l'été 2022, **a été présenté le 6 octobre 2022**. L'ensemble des mesures du plan ont été coconstruites, concertées et quantifiées avec les acteurs de terrain, afin qu'elles soient immédiatement applicables et efficaces au sein de l'État et en entreprise.

Pour en savoir plus :

- [Le dossier de presse du plan de sobriété](#)

3. L'élaboration de la stratégie française sur l'énergie et le climat

La Stratégie française sur l'énergie et le climat (SFEC), qui sera nourrie par les résultats de cette concertation, est un élément central de la planification écologique. Elle constitue **notre feuille de route collective et actualisée pour atteindre la neutralité carbone en 2050 et pour assurer l'adaptation de notre société aux impacts du changement climatique**.



Elle est constituée de :

- la première **Loi de programmation sur l'énergie et le climat** (LPEC) ;
- la 3^{ème} édition de la **Stratégie nationale bas-carbone** (SNBC3) ;
- la 3^{ème} édition du [Plan national d'adaptation au changement climatique](#) (PNACC3) ;
- la 3^{ème} édition de la **Programmation pluriannuelle de l'énergie** (PPE3 qui devrait couvrir la période 2024-2033).

Pour renforcer l'articulation entre les politiques d'atténuation et d'adaptation au changement climatique, le Plan national d'adaptation au changement climatique (PNACC) a ainsi été intégré dans ce processus.

La LPEC fixera les priorités d'action de la politique climatique et énergétique française. Elle devra, conformément à la loi ([article L. 100-1 A du code de l'énergie](#)), déterminer les **objectifs** suivants :

Notre avenir énergétique se décide maintenant



- les objectifs de **réduction des émissions de gaz à effet de serre** pour trois périodes successives de cinq ans ;
- les objectifs de **réduction de la consommation énergétique finale** et les objectifs de **réduction de la consommation énergétique primaire fossile**, par énergie fossile, pour deux périodes successives de cinq ans ;
- les niveaux minimal et maximal des **obligations d'économies d'énergie** pour une période de cinq ans ;
- les objectifs de **développement des énergies renouvelables pour l'électricité, la chaleur, le carburant, le gaz ainsi que l'hydrogène renouvelable et bas-carbone**, pour deux périodes successives de cinq ans ;
- les objectifs de **diversification du mix de production d'électricité**, pour deux périodes successives de cinq ans ;
- les objectifs de **rénovation énergétique dans le secteur du bâtiment**, pour deux périodes successives de cinq ans, en cohérence avec l'objectif de disposer à l'horizon 2050 d'un parc de bâtiments sobres en énergie et faiblement émetteurs de gaz à effet de serre.
- les objectifs permettant **d'atteindre ou de maintenir l'autonomie énergétique dans les départements d'outre-mer**.

La LPEC pourra également contenir différentes mesures permettant d'atteindre ces objectifs.

	Contenu	Période couverte	Echéance de publication	Article(s) de loi de référence
Loi de programmation énergie-climat (LPEC)	Objectifs et priorités d'action de la politique climatique et énergétique française	A minima objectifs à horizon 5, 10 voire 15 ans	2023 puis révision tous les 5 ans	Article L. 100-1 A du code de l'énergie
Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE)	Orientations et priorités d'action des pouvoirs publics pour la gestion de l'ensemble des formes d'énergie sur le territoire métropolitain continental, afin d'atteindre les objectifs de la politique énergétique française	2 périodes successives de 5 ans	2024 (un an après l'adoption de la LPEC) puis révision tous les 5 ans	Articles L. 141-1 à L. 141-4 du Code de l'énergie
Stratégie nationale bas-carbone (SNBC)	Feuille de route de la France, à travers des orientations et dispositions sectorielles, pour respecter ses objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) de court, moyen et long termes.	Jusqu'en 2050	2024 (un an après l'adoption de la LPEC) puis révision tous les 5 ans	Article L. 222-1 B du code de l'environnement

Tableau récapitulatif du contenu et des échéances de la LPEC, de la PPE et de la SNBC (Source DGEC d'après code de l'énergie et code de l'environnement)

Conformément à l'article [L. 141-2 du Code de l'énergie](#), la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) doit contenir des volets relatifs :

- à la sécurité d'approvisionnement ;
- à l'amélioration de l'efficacité énergétique et à la baisse de la consommation d'énergie primaire, en particulier fossile ;
- au développement de l'exploitation des énergies renouvelables (EnR) et de récupération ;
- au développement équilibré des réseaux, du stockage et de la transformation des énergies et du pilotage de la demande d'énergie pour favoriser notamment la production locale d'énergie, le développement des réseaux intelligents et l'autoproduction ;
- à la préservation du pouvoir d'achat des consommateurs et de la compétitivité des prix de l'énergie ;
- à l'évaluation des besoins de compétences professionnelles dans le domaine de l'énergie et à l'adaptation des formations à ces besoins.

a) Les enjeux de la SFEC

Le **rehaussement européen du jalon 2030 du paquet climat *Fit for 55* est au cœur des travaux de la future SFEC**. Ce rehaussement d'ambition impose de revoir à la hausse les objectifs, au niveau national, de réduction d'émissions de GES, de déploiement des énergies renouvelables, d'efficacité énergétique, de développement de puits de carbone, etc.

Au-delà de cet enjeu majeur, la future SFEC devra :

- **capitaliser sur les nombreux travaux réalisés** ces dernières années, notamment les scénarios de l'étude « Futurs énergétiques 2050 » de RTE ou de l'étude « Transition(s) 2050 » de l'ADEME ;
- **renforcer encore l'articulation entre les objectifs climatiques et énergétiques nationaux et les planifications territoriales** pour assurer la cohérence de l'action aux différents niveaux ;
- **proposer**, le cas échéant, l'évolution des **3^{ème} et 4^{ème} budgets carbone**, couvrant respectivement les périodes 2024-2028 et 2029-2033, en cohérence avec les objectifs climatiques actualisés de la France et introduire le **5^{ème} budget carbone** pour la période 2034-2038 et de nouveaux budgets carbone indicatifs pour l'empreinte carbone et les transports internationaux ;
- **veiller à la mise en place des mesures d'accompagnement adaptées** notamment pour les ménages, entreprises, et filières ;
- **anticiper et accompagner la fin des énergies fossiles d'ici 2050**, en particulier ses implications pour les infrastructures (réseaux de gaz, stations-services notamment) ;
- **intégrer l'impact du changement climatique** sur les politiques publiques envisagées (production d'électricité par exemple).

b) Calendrier et processus d'élaboration de la SFEC

Plusieurs échéances structurent le calendrier d'actualisation de la stratégie française sur l'énergie et le climat. La toute première **loi de programmation de l'énergie et du climat (LPEC)** devrait être adoptée en **2023**, à l'issue d'un débat parlementaire. Pour décliner les orientations de cette loi, la **SNBC** et la **PPE** devront être mises à jour dans un délai d'un an suivant son adoption.

L'ampleur des travaux techniques et de concertation à mener conjointement pour concevoir une stratégie partagée par l'ensemble des acteurs de l'économie et de la société a conduit le Gouvernement à engager, dès le second semestre 2021 **les travaux d'élaboration de la SFEC**.

L'élaboration de la future SFEC **repose sur un important travail de modélisation (projection)**. Compte tenu de la relative proximité de l'échéance 2030 et de l'ambition très forte des nouveaux objectifs que la France devra se fixer, les travaux sont conduits dans l'optique de faire de la **SFEC un outil de planification de la décarbonation. Un outil opérationnel, robuste et partagé, à même de donner aux différents acteurs une vision claire des actions à conduire et de sécuriser l'atteinte de nos objectifs climatiques**. Dans ce contexte, l'Etat :

- **associe l'ensemble des parties prenantes** (acteurs économiques, collectivités, associations, scientifiques, etc.) au travers d'un comité dédié et les experts sectoriels via des ateliers et des groupes de travail (GT) pour partager et co-construire les hypothèses, la trajectoire et les leviers à mobiliser ;
- **associe le grand public via des phases de concertations** visant à recueillir les questionnements et les orientations des citoyens sur la politique climatique et énergétique à travers :
 - o Une concertation publique volontaire, menée du 2 novembre 2021 au 15 février 2022, sur les grandes orientations de la politique climatique qui a couvert un large champ des enjeux de la transition bas-carbone), dont l'objectif et les enseignements sont détaillés dans la fiche thématique n°18 ;
 - o La concertation nationale sur le mix énergétique « Notre avenir énergétique se décide maintenant » du 20 octobre 2022 au 22 janvier 2023 ;
 - o Les concertations préalables « réglementaires » sur la PPE et la SNBC, conformément à la loi (III. de l'article L. 100-1 A du code de l'énergie) à l'issue de l'adoption de la LPEC.

Le **calendrier d'élaboration de la SFEC** est le suivant :

- Octobre 2021 : lancement des travaux d'élaboration de la Stratégie française sur l'énergie et le climat
- Du 2 novembre 2021 au 15 février 2022 : concertation publique volontaire sur les grandes orientations de la politique climatique
- Du 20 octobre 2022 au 22 janvier 2023 : concertation nationale sur le mix énergétique « Notre avenir énergétique se décide maintenant »
- 2023 : adoption de la première loi de programmation sur l'énergie et le climat (LPEC) à l'issue du débat parlementaire
- 2023-2024 : concertations préalables « réglementaires » sur la PPE et la SNBC à l'issue de l'adoption de la LPEC, consultations obligatoires (Conseil supérieur de l'énergie, Conseil national de la transition énergétique, consultation du public, etc.) sur les projets de PPE et de SNBC ;
- 2024 : Adoption de la 3^{ème} Stratégie nationale bas-carbone, de la 3^{ème} Programmation pluriannuelle de l'énergie, et du 3^{ème} Plan national d'adaptation au changement climatique.

La loi de programmation devra ensuite **être revue tous les cinq ans**, c'est-à-dire en 2028, et les 4^{èmes} versions de la SNBC et de la PPE dans l'année suivante.

4. Pourquoi cette concertation « Notre avenir énergétique se décide maintenant » ?

Lors de son [discours](#) du 10 février 2022 à Belfort, le Président de la République a **réaffirmé les deux grands piliers de la politique énergétique de la France, à savoir d'une part diminuer nos consommations d'énergie et d'autre part décarboner notre mix énergétique** en s'appuyant sur l'ensemble des énergies décarbonées : chaleur, gaz et électricité renouvelable, nucléaire, hydrogène décarboné, etc... **Avec une ambition : faire de la France le premier grand pays du monde à sortir des énergies fossiles.** Compte tenu du temps long des réalités industrielles du secteur de l'énergie, les orientations à horizon 30 ans supposent de prendre dès maintenant des décisions industrielles pour éviter que la France ne se retrouve dans une impasse dans 15-20 ans. Ces orientations ont vocation à être ajustées en tant que de besoin lors des révisions successives tous les 5 ans de la LPEC.

Par ailleurs, la concertation qui s'est déroulée du 2 novembre 2021 au 15 février 2022 a principalement porté sur les grandes orientations de politique climatique, et n'a évoqué qu'à la marge la politique énergétique. Plusieurs études – notamment l'étude « [Futurs énergétiques 2050](#) » de RTE sur le mix électrique à horizon 2050, ainsi que l'étude « [Transition\(s\) 2050](#) » de l'ADEME qui décrit quatre chemins cohérents et contrastés pour atteindre la neutralité carbone en France en 2050 – ont été publiées au 4^{ème} trimestre 2021. **Ces études montrent, pour chacun des différents scénarios étudiés, les implications concrètes sur l'évolution du système énergétique d'ici 2050 et donc sur nos modes de vie et ceux des générations futures.**

La concertation « **Notre avenir énergétique se décide maintenant** », annoncé par le Président de la République lors de son discours à Belfort, doit donc permettre :

- **de mettre en discussion les enjeux de la transition énergétique pour atteindre la neutralité carbone en 2050 et sortir de notre dépendance aux énergies fossiles, en évoquant notamment les implications concrètes sur nos modes de vie ;**
- **à chacun de s'exprimer sur les conditions de réussite et les mesures prioritaires à mettre en œuvre afin de répondre aux objectifs d'indépendance énergétique, de justice sociale et d'égalité territoriale.**

Cette concertation permettra de **présenter et de débattre sur la question de la relance du nucléaire et de la part du nucléaire dans le mix électrique** alors que se déroule en parallèle (du 27 octobre 2022 au 27 février 2023) le [débat public](#), organisé par la Commission nationale du débat public, sur le programme industriel de construction de trois paires de réacteurs EPR2⁴ porté par EDF et l'implantation de la première paire sur le site de Penly (76).

a) Les thèmes de la concertation

Cette concertation portera sur **trois thèmes principaux** :

- **Comment adapter notre consommation pour atteindre l'objectif de neutralité carbone ?**

⁴ 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.

- **Comment satisfaire nos besoins en électricité, et plus largement en énergie, tout en assurant la sortie de notre dépendance aux énergies fossiles ?**
- **Comment planifier, mettre en œuvre et financer notre transition énergétique ?**

Le thème « Comment adapter notre consommation pour atteindre l'objectif de neutralité carbone ? » vise à recueillir votre point de vue sur les **actions collectives et individuelles à mener pour faire évoluer nos consommations énergétiques** afin d'atteindre la neutralité carbone en 2050 ; sachant que tout comportement entraînant une hausse de consommation d'énergie nécessitera des efforts et ressources supplémentaires pour parvenir au niveau de décarbonation escompté. Au-delà de l'enjeu du niveau d'énergie consommée, se pose également enjeu de profil de consommation (lissage de pics de consommation par exemple). Les **quatre enjeux principaux de la consommation d'énergie qui sont développés dans cette concertation sont le déplacement des personnes, le transport de marchandises, l'usage des bâtiments et le niveau de l'activité industrielle.**

Le thème « Comment satisfaire nos besoins en électricité, et plus largement en énergie, tout en assurant la sortie de notre dépendance aux énergies fossiles ? » vise à **identifier les modes de production d'énergie les plus adaptés pour répondre aux besoins énergétiques** résultant des différents comportements évoqués dans les questions du thème « Comment adapter notre consommation pour atteindre l'objectif de neutralité carbone ? ». **Quoi qu'il en soit, dans l'ensemble des scénarios développés par les experts**, notamment le rapport « Futurs énergétiques de RTE » qui fait office de référence, **il sera nécessaire de faire des efforts pour réduire notre consommation d'énergie et développer l'ensemble des énergies décarbonées** (notamment renouvelables) afin d'atteindre la neutralité carbone en 2050. La construction de nouveaux moyens de production d'énergie (renouvelables comme nucléaire) devra également tenir compte des préoccupations croissantes liées à la préservation du cadre de vie.

Le thème « Comment planifier, mettre en œuvre et financer notre transition énergétique ? » vise à recueillir votre point de vue sur la place, **le rôle et les leviers d'actions des différents acteurs (Etat, collectivités territoriales, entreprises, citoyens) pour atteindre l'objectif de neutralité carbone en 2050.** Réussir la transition énergétique nécessite en effet de déployer un cadre et des outils cohérents de politiques nationales et locales, en recherchant autant que possible l'implication des citoyens. Cela suppose également d'interroger le niveau d'intervention de l'Etat sur ces aspects, ainsi que le rôle et les attentes des différents acteurs, en particulier des ménages.

b) Modalités de la concertation et garants

Conformément aux préconisations de la Commission nationale du débat public (CNDP), que le Gouvernement avait saisi d'une mission de conseil pour définir les modalités de la concertation, celle-ci se déroulera en deux phases :

- **Une première phase « grand public »,** qui se déroulera du **20 octobre au 31 décembre 2022** qui aura notamment vocation à alimenter le Gouvernement pour l'élaboration du projet de loi de programmation sur l'énergie et le climat, composée :
 - o **d'une [plateforme participative en ligne](#),** ouverte à tous, permettant à chacun de se positionner, de faire des propositions et de réagir aux propositions des autres contributeurs ;

- d'un « Tour de France des régions » avec notamment une réunion par région de France continentale, ainsi qu'une réunion spécifique aux zones non interconnectées (ZNI) afin de faire émerger des priorités territoriales.
- **Une seconde phase délibérative**, qui se déroulera **du 19 au 22 janvier 2023, sous la forme d'un « forum des jeunesses » avec 200 jeunes de 18 à 35 ans sélectionnés dans toute la France (métropolitaine et outre-mer) afin de représenter la diversité des jeunesses**. Ce forum pourra se nourrir des résultats de la première phase et aura plutôt vocation à éclairer le débat parlementaire.

Conformément à la préconisation de la CNDP de mettre en place d'un comité de garants pour assurer le suivi et le bon déroulement de la concertation, la Première Ministre a **désigné quatre garants** :

- Mme Ilaria Casillo, vice-présidente de la CNDP ;
- M. Florian Augagneur, vice-président de la CNDP ;
- M. Thierry Lataste, conseiller d'Etat, membre de la CNDP ;
- Mme Isabelle Jarry, garante de la CNDP, et garante de la concertation qui s'est tenue de novembre 2021 à février 2022.

Le comité des garants aura notamment pour mission de :

- d'évaluer la conformité des modalités de mise en œuvre de la concertation aux préconisations de la mission de conseil de la CNDP et, le cas échéant, se prononcer sur les modifications qui pourraient être apportées ;
- d'assister, en tant que de besoin, aux réunions du comité de pilotage de la concertation mis en place par le gouvernement ;
- de participer à la transparence de la concertation, en formulant lorsqu'il l'estime nécessaire des avis et préconisations sur la mise en œuvre de la concertation (information du public, modalités de participation du public, déroulé de la concertation, restitution, reddition des comptes, etc.) ;
- de contrôler le respect de la transparence de la démarche, en particulier le recrutement du panel des citoyens qui composeront le « forum des jeunesses » ;
- d'assister aux réunions organisées lors du « Tour de France des régions » et au « forum des jeunesses » ;
- d'exploiter et analyser le corpus de données issu des différentes modalités du dispositif pour une première restitution pour le « forum des jeunesses » (rapport d'étape), puis établir un rapport final de restitution de la concertation.

Pour en savoir plus :

- [Les lettres de mission des garants](#)

c) Comment le Gouvernement tiendra compte de cette concertation ?

Les différentes contributions permettront au Gouvernement d'alimenter les travaux de la SFEC, en particulier le projet de LPEC et les projets de PPE et SNBC. Au-delà, **le Gouvernement s'engage à** :

- **être transparent et rendre publics les données et résultats de la concertation** (données brutes, synthèse, suites données à la concertation ; etc.) sur le [site de la concertation](#) et sur le site participation-citoyenne.gouv.fr ;

Notre avenir énergétique se décide maintenant



- permettre à toutes et tous de **s'exprimer librement** ;
- permettre au **plus grand nombre de prendre part à la concertation** grâce à la combinaison de plusieurs modalités pour participer ;
- accorder **une place spécifique aux jeunes** qui seront directement concernés par les choix à faire aujourd'hui pour 2050 ;
- **élaborer un rapport de réponse au bilan et à la synthèse de la concertation qui sera réalisée par les garants**. Ce rapport indiquera notamment les orientations que le Gouvernement a retenues pour la loi de programmation énergie-climat de 2023 ainsi que ceux qui le seront ultérieurement pour la programmation pluriannuelle de l'énergie et la stratégie nationale bas carbone. Ce rapport sera présenté au Parlement et rendu public avant l'examen du texte.

Pour en savoir plus :

- [Le mandat de concertation](#)

II. Comment adapter notre consommation pour atteindre l'objectif de neutralité carbone ?

La trajectoire de consommation énergétique est très **importante pour construire une stratégie énergétique et climatique**. En effet, cette trajectoire va déterminer le **niveau global des besoins en énergie à satisfaire pour les différents secteurs** (transports, bâtiments, industrie, etc.) **et la répartition des différents vecteurs énergétiques** (électricité, gaz, carburants liquides, chaleur, etc.) pour y répondre. Pour ces raisons, la présente concertation intègre un thème sur la consommation, qui vise à expliquer les **liens entre les choix de société et les trajectoires de consommation**. Ce thème vise également à déterminer quels narratifs et trajectoires recueillent le plus l'adhésion du public, et inversement ceux qui sont rejetés.

1. Les enjeux associés à la consommation d'énergie

La trajectoire de consommation dépend de **plusieurs facteurs** :

- **l'évolution des comportements**, et plus précisément la mise en œuvre ou non d'actions de **sobriété énergétique** ;
- les **efforts d'efficacité énergétique** ;
- le **niveau de production industrielle**.

L'atteinte de la neutralité carbone à l'horizon 2050 passe nécessairement par une maîtrise de nos consommations énergétiques. En effet, il n'est pas réaliste de penser pouvoir répondre à une demande en énergie en forte augmentation tout en éliminant complètement l'usage des énergies fossiles, qui représentent encore plus de 60% de notre mix énergétique. A l'heure actuelle, la loi ainsi et la SNBC en vigueur (SNBC2) visent ainsi une **division par deux de nos consommations énergétiques finales à l'horizon 2050** par rapport à 2012.

Au-delà du niveau global de consommation énergétique, il est intéressant de noter que l'équilibre des 4 vecteurs énergétiques (électricité, gaz, solides, liquides) que nous utilisons va fortement évoluer compte tenu de la nécessité d'éliminer l'usage des combustibles fossiles. En effet, le potentiel de biomasse en France qui permettrait de produire des combustibles décarbonés (biogaz, biocarburants, etc.) pour 3 des 4 vecteurs énergétiques (gaz, solides, liquides) est limité et contraint par plusieurs enjeux (concurrence avec les cultures alimentaires, nécessité de préserver le puits carbone forestier, etc.). Il ne sera donc pas possible de simplement remplacer les combustibles fossiles par leurs équivalents décarbonés, sauf à supposer des imports massifs d'énergies décarbonées. La **répartition des vecteurs énergétique** obéira essentiellement à des **considérations techniques et stratégiques**.

Tous les paramètres précédemment évoqués impactent donc la consommation énergétique, mais ils interagissent également entre eux et il est important d'en avoir une vision globale et cohérente. C'est pourquoi **l'approche par la réalisation de scénarios prospectifs est généralement utilisée pour analyser la trajectoire de consommation**.

Pour en savoir plus :

- [Vidéo La trajectoire de consommation énergétique qu'est-ce que c'est ?](#)

2. Présentation des scénarios de consommation

La réalisation d'un scénario prospectif énergie-climat permet de **donner une vision quantifiée et cohérente de l'évolution du système** : Il trace un chemin possible de la transition. L'élaboration de ces scénarios passe généralement par la définition d'un socle narratif et d'un jeu d'hypothèses, et l'utilisation d'outils de modélisation. La mise en place de stratégies programmatiques sur l'énergie et le climat étant pratiquée en France depuis de nombreuses années, nous disposons d'un historique riche sur la production de scénarios visant à éclairer les trajectoires de transition énergétique.

Dans cette concertation, il paraît particulièrement intéressant de présenter les hypothèses et les résultats de certains scénarios produits par les pouvoirs publics ou à leur demande en ce qui concerne les paramètres précédemment présentés, et le niveau de consommation finale d'énergie globale et de consommation électrique qui en résulte. Ces scénarios illustrent différents chemins d'atteinte de la neutralité carbone à l'horizon 2050 qui respecte également les différents objectifs français et européens sur l'énergie et le climat, avec à l'horizon 2050 un recours plus ou moins important aux puits de carbone (pour compenser les émissions résiduelles), des niveaux de consommation finales plus ou moins élevés, etc.

Cette présentation **permet d'illustrer et de mesurer l'impact des choix de société concernant certains aspects de nos vies sur les trajectoires prévisibles de consommation énergétique et électrique.**

Les scénarios présentés sont :

- **Le scénario ayant servi de base à l'élaboration de la SNBC en vigueur (SNBC-2)**, appelé scénario « AMS SNBC2 » (avec mesures supplémentaires). Il s'agit du scénario objectif de référence actuel pour l'atténuation ;
- **Les 3 scénarios de consommation issus de l'étude « Futurs énergétiques 2050 » de RTE**, appelés Trajectoire de référence, Scénario « Réindustrialisation profonde », Scénario « Sobriété ». Ils sont présentés de manière synthétique dans la fiche thématique n°20 ;
- **Les 4 scénarios issus de l'étude « Transition(s) 2050 » de l'ADEME**, appelés S1 Génération frugale, S2 Coopérations territoriales, S3 Technologies vertes, S4 Pari réparateur.

Scénario « AMS SNBC2 »		Scénario ayant servi de base à la SNBC2, en tant que trajectoire cible pour les politiques énergétiques et climatiques. Il vise à atteindre l'ensemble des objectifs nationaux, en restant prudent sur les paris technologiques, et en donnant une place importante aux actions d'efficacité énergétique et dans une certaine mesure, de sobriété.
Scénario RTE – Trajectoire de référence		Électrification progressive (en substitution aux énergies fossiles) et ambition forte sur l'efficacité énergétique (orientations de la SNBC). Hypothèse de poursuite de la croissance économique (+1,3% à partir de 2030) et démographique (scénario fécondité basse de l'INSEE). La trajectoire de référence suppose un bon degré d'efficacité des politiques publiques et des plans (relance, hydrogène, industrie). L'industrie manufacturière croît et sa part dans le PIB cesse de se contracter. Prise en compte de la rénovation des bâtiments mais aussi de l'effet rebond associé.
Scénario RTE – Sobriété		Les habitudes de vie évoluent dans le sens d'une plus grande sobriété des usages et des consommations (moins de déplacements individuels au profit des mobilités douces et des transports en commun, moindre consommation de biens manufacturés, économie du partage, baisse de la température de consigne de chauffage, recours à davantage de télétravail, sobriété numérique, etc.), occasionnant une maîtrise générale des besoins énergétiques, et donc également électriques.

Notre avenir énergétique se décide maintenant



Scénario RTE – Réindustrialisation profonde	Sans revenir à son niveau du début des années 1990, la part de l'industrie manufacturière dans le PIB s'infléchit de manière forte pour atteindre 12-13% en 2050. Le scénario modélise un investissement dans les secteurs technologiques de pointe et stratégiques, ainsi que la prise en compte de relocalisations de productions fortement émettrices à l'étranger dans l'optique de réduire l'empreinte carbone de la consommation française.
Scénario ADEME S1 – Génération frugale	Premier scénario contrasté construit par l'ADEME pour nourrir le débat public sur le chemin de transition vers une neutralité carbone en 2050. Il donne une place plus importante aux actions d'économie d'énergie et de sobriété choisie ou contrainte. Des transformations importantes dans les façons de se déplacer, se chauffer, s'alimenter, acheter et utiliser des équipements, permettent l'atteinte de la neutralité carbone sans impliquer de technologies de captage et de stockage de carbone, non éprouvées et incertaines à grande échelle. Ce scénario repose sur la diffusion importante de solutions techniques existantes.
Scénario ADEME S2 – Coopération territoriale	Deuxième scénario contrasté construit par l'ADEME pour nourrir le débat public sur le chemin de transition vers une neutralité carbone en 2050. Il mobilise une moindre sobriété que le premier scénario et une plus grande diversité de leviers d'innovation organisationnelle, technologique, d'aménagement du territoire dans le cadre d'une planification collective. Des transformations importantes dans les façons de se déplacer, se chauffer, s'alimenter, acheter et utiliser des équipements, permettent l'atteinte de la neutralité carbone sans impliquer de technologies de captage et stockage de carbone, non éprouvées et incertaines à grande échelle.
Scénario ADEME S3 – Croissante verte	Troisième scénario contrasté construit par l'ADEME pour nourrir le débat public sur le chemin de transition vers une neutralité carbone en 2050. Il donne une place plus importante aux innovations techniques et technologiques de production et de consommation d'énergie et dans une moindre mesure que dans les deux précédents scénarios aux économies d'énergies. Il utilise des mobilise des technologies de stockage du carbone à la sortie des grandes installations industrielles et de production d'énergie (CCS), mais pas de technologies de captage du carbone directement dans l'air
Scénario ADEME S4 – Pari réparateur	Quatrième scénario contrasté construit par l'ADEME pour nourrir le débat public sur le chemin de transition vers une neutralité carbone en 2050. Il étudie l'hypothèse d'une prolongation de la hausse des besoins énergétiques sans qu'il y ait besoin de transformations importantes dans les façons de se déplacer, se chauffer, s'alimenter, etc. La persistance des modes de vie actuels mène à des consommations d'énergies et des émissions des gaz à effet de serre plus importantes. Un développement important de technologies de captage et de stockage de carbone, non éprouvées et incertaines, à grande échelle, est nécessaire pour respecter l'objectif de neutralité carbone. Ce pari réparateur apparaît donc très risqué.

Présentation des narratifs de 8 scénarios (d'après SNBC2, « Futurs énergétiques 2050 » et « Transition(s) 2050 »)

Une **présentation résumée et harmonisée, afin d'en faciliter la comparabilité, des éléments contenus dans les différents scénarios** est disponible en annexe 1 et dans le tableau Excel consolidé téléchargeable ci-dessous. Il est à noter que ces différents scénarios ont été réalisés à des dates et selon des processus distincts, les formats des données ne correspondent donc pas toujours parfaitement. Le détail exhaustif des scénarios peut être consulté à travers les différents liens mentionnés ci-après.

D'autres acteurs ont également réalisé des scénarios couvrant l'ensemble des secteurs de l'économie française de façon complète et détaillée. C'est le cas notamment de l'association [négaWatt qui a publié le détail de son scénario mis à jour en 2022](#).

Pour en savoir plus :

- [Ensemble des documents téléchargeables de l'étude « Futurs énergétiques 2050 »](#)
- [Chapitre 3 « Consommation » de l'étude « Futurs énergétiques 2050 » de RTE](#)
- [Ensemble des documents téléchargeables de l'étude « Transition\(s\) 2050 »](#)
- [La synthèse de l'étude « Transition\(s\) 2050 »](#)
- [Comparaison des 4 scénarios de l'étude « Transition\(s\) 2050 »](#)
- [Vidéo courte de présentation de l'étude « Transition\(s\) 2050 »](#)
- [Tableau comparatif des scénarios AMS SNBC2, « Futurs énergétiques 2050 » et « Transition\(s\) 2050 »](#)

3. Les leviers de sobriété

Les changements de modes de vie influant sur le niveau de service, voire de confort, ont un impact très important sur la consommation. Ces leviers, qu'on **désigne souvent par le terme de « sobriété »**, sont distincts des mesures d'efficacité énergétique, qui reposent sur des solutions avant tout techniques (rénovation des bâtiments, réduction des consommations individuelles des équipements par exemple), qui ne modifient globalement pas le niveau de service pour l'utilisateur, et qui posent généralement moins de questions quant à l'opportunité de leur mise en œuvre dans les scénarios de transition.

Ces changements de mode de vie peuvent concerner :

- La **mobilité des personnes**, avec des possibilités de reports vers les modes doux (marche et vélo) et les transports collectifs, le recours au télétravail et aux réunions virtuelles pour éviter des déplacements professionnels, le renoncement à certains déplacements touristiques de longues distances au profit de destinations plus proches, etc.
- Le **transport des marchandises**, qui dépend de notre niveau de consommation de biens, mais également du mode de cette consommation (local versus e-commerce et livraison) et du délai pratiqué pour les transports de marchandises (plus une livraison est souhaitée rapidement, plus elle a tendance à être intensive en énergie).
- **L'usage des bâtiments**, avec la possibilité pour les occupants de jouer sur la température de consigne pour le chauffage et la climatisation, de jouer sur l'éclairage dans les parties privées et communes, de restreindre ou non leur consommation d'eau chaude et de cuisson, et de modérer ou non leur recours aux équipements électro-ménagers et numériques.

Ces **différents changements dépendent bien sûr des choix individuels, mais aussi de choix et d'organisations collectives**. Ils **dépendent aussi de l'action des pouvoirs publics** en termes de sensibilisation, d'incitation, de mise en place d'infrastructures favorisantes (pistes cyclables), voire de réglementation (baisse de la vitesse routière par exemple). On peut parfois considérer qu'une **période de transition assez longue est nécessaire à leur diffusion**, mais comme il s'agit avant tout de comportements ils peuvent aussi produire des effets rapides sur notre système énergétique (par exemple mise en place du télétravail ou fort développement du vélo pendant la crise sanitaire liée à la covid-19).

Si on a parfois l'impression que l'on parle de « petits gestes » ou de l'échelle individuelle, **ces modes de vie ont un impact significatif**. Ainsi, on présente souvent l'ordre de grandeur de la baisse de 1°C de

Notre avenir énergétique se décide maintenant



la température de consigne de chauffage, qui permet de réduire de 7% la consommation énergétique globale. De même, un abaissement de la vitesse sur autoroute conduit à des gains significatifs de consommation par km parcouru⁵.

Bâtiments (résidentiel, tertiaire)	<p>Résidentiel</p> <ul style="list-style-type: none"> - Réduction consciente et volontaire, de la consommation d'énergie liée au chauffage (baisse de la température moyenne de chauffage des logements chauffés à 19° contre environ 20° aujourd'hui) ; - Réduction consciente et volontaire de la consommation d'eau chaude sanitaire ; - Mutualisation et partage des espaces et équipements dans l'habitat (buanderies collectives, etc.) <p>Tertiaire</p> <ul style="list-style-type: none"> - Développement du télétravail - Pratiques de sobriété numérique (durabilité des équipements, suppression des mails, moindre utilisation des moteurs de recherche, etc.) - Baisse globale de la consommation de biens, grâce par exemple à la lutte contre l'obsolescence programmée (indices de réparabilité, etc.)
Transport	<p>Mobilité des personnes</p> <ul style="list-style-type: none"> - Réduction des déplacements (réduction du nombre de kilomètres parcourus télétravail, tourisme local, etc.) - Redéfinition des modes de déplacement et le report modal (réduction de la part de la voiture particulière, report vers les trajets en train, vers les transports en commun ou encore vers la marche ou le vélo) - Développement des formes de mobilité partagée (covoiturage, location de voiture entre particuliers, associations et clubs d'autopartage) - Diminution de la vitesse de déplacement - Diminution de la taille des véhicules <p>Transport de marchandises</p> <ul style="list-style-type: none"> - Réduction globale de la consommation de biens - Réduction de la vitesse de livraison souhaitée - Développement des circuits courts
Industrie	<ul style="list-style-type: none"> - Développement de la seconde main - Réduction de la demande en équipements - Diminution de la consommation d'emballages (vrac, circuits courts, initiatives zéro-déchets ou encore la réduction de la consommation globale de biens)

Exemples de leviers comportementaux pour la sobriété

Ramenés à l'échelle de l'ensemble de la société, ces choix ont donc un impact important sur les trajectoires de consommation d'énergie, tel que cela apparaît dans les scénarios présentés précédemment. Ainsi, le scénario AMS SNBC2 intégrait des hypothèses de changement de comportements (évolution poursuivant une tendance observée) des régimes alimentaires vers des régimes moins carnés, avec plus de fruits et légumes frais ainsi que de protéagineux (lentilles, fèves, haricots blancs, pois, etc.), baisse de 1°C de la température moyenne de chauffage des logements,

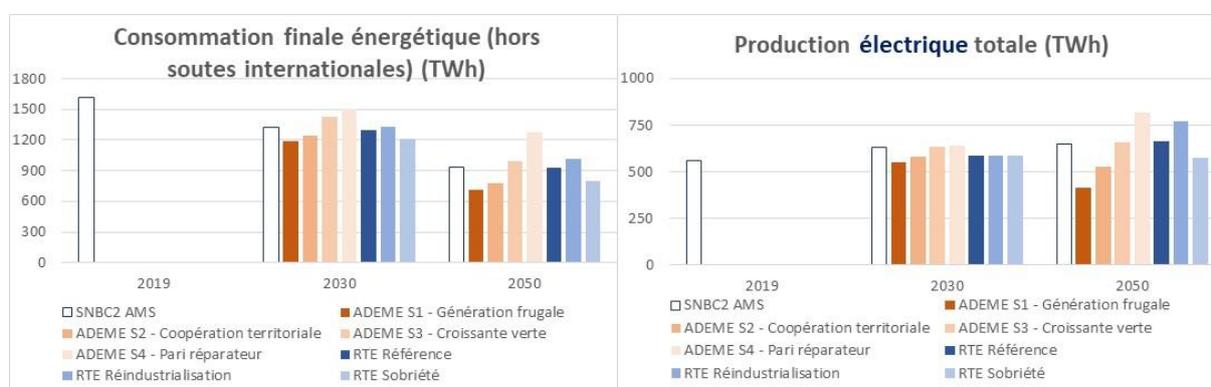
⁵ <https://www.cerema.fr/fr/actualites/emissions-routieres-polluants-atmospheriques-courbes>

Notre avenir énergétique se décide maintenant



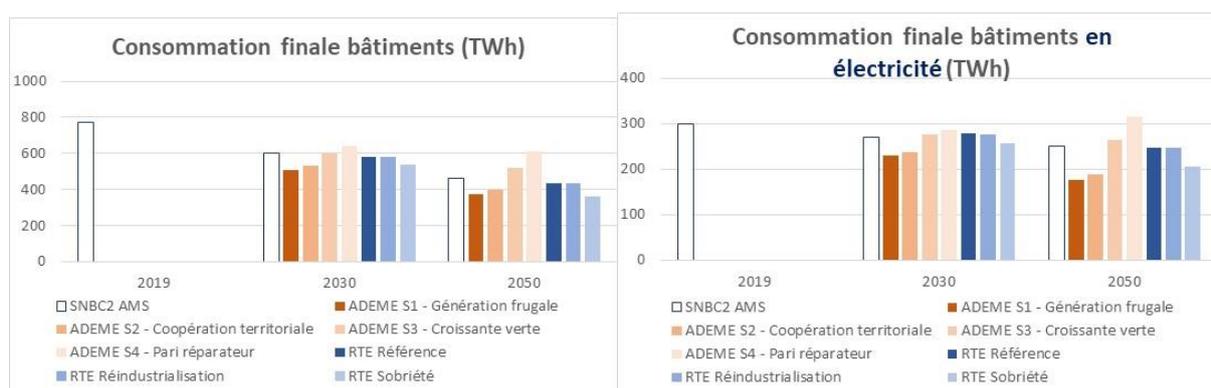
développement de l'économie circulaire (moins de produits neufs, choix de produits de meilleure qualité et réparabilité, etc.), qui étaient apparues comme difficilement contournables au moment de la révision de la SNBC où il s'agissait de passer du « facteur 4⁶ » à la neutralité carbone à l'horizon 2050. De même, le scénario « Sobriété » de RTE conduit à une consommation intérieure d'électricité de 555 TWh en 2050, contre 645 TWh pour la trajectoire de référence, soit une baisse de près de 15%. Les 4 scénarios de l'ADEME illustrent aussi ces effets, avec une consommation énergétique croissante du S1 au S4 qui prévoit une consommation d'énergie finale en 2050 1,6 fois supérieur à la consommation de S1 (+62%).

Les graphiques suivants présentent les **principaux résultats de niveau de consommation énergétiques et de production électrique des 8 scénarios** pour 2030 et 2050 pour en illustrer les différences (les graphiques relatifs au secteur de l'industrie sont présentés au point suivant).



Consommation finale énergétique et production électrique totale (en TWh) en 2030 et 2050 des 8 scénarios (d'après SNBC2, « Futurs énergétiques 2050 » et « Transition(s) 2050 »)

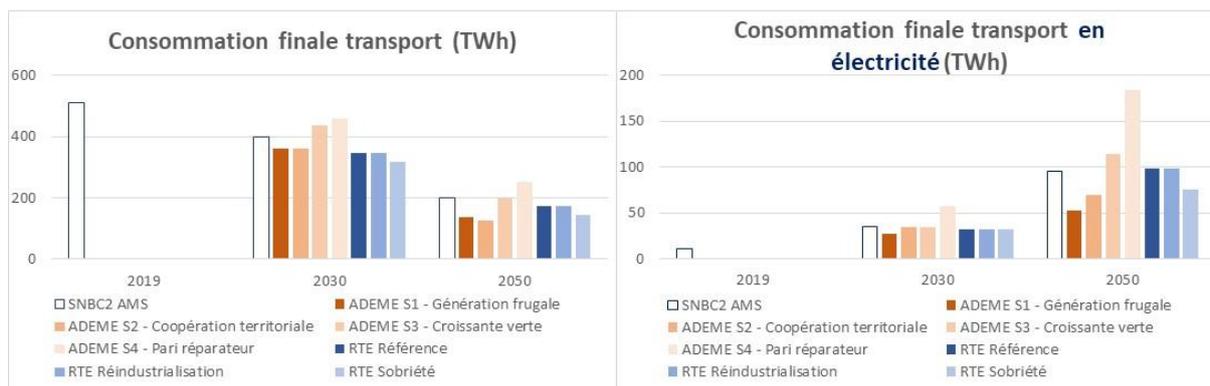
NB : pour les 3 scénarios RTE, les données 2030 sont à prendre avec précaution car elles dépendent des scénarios de mix électrique choisis entraînant des variations de l'ordre de plus ou moins 10 TWh



Consommation finale totale et consommation finale en électricité (en TWh) en 2030 et 2050 dans le secteur du bâtiment des 8 scénarios (d'après SNBC2, « Futurs énergétiques 2050 » et « Transition(s) 2050 »)

⁶ Ancien objectif de réduction de 75% des émissions en 2050 par rapport au niveau de 1990

Notre avenir énergétique se décide maintenant



Consommation finale totale et consommation finale en électricité (en TWh) en 2030 et 2050 dans le secteur des transports des 8 scénarios (d'après SNBC2, « Futurs énergétiques 2050 » et « Transition(s) 2050 »)

Dans la concertation publique menée du 2 novembre 2021 au 15 février 2022, les **contributeurs ont exprimé une forte appétence pour la sobriété**, perçue comme une **solution pérenne et efficace**. Ainsi 67% des répondants ont estimé qu'il fallait se reposer essentiellement sur la sobriété car il ne serait pas réaliste de penser que les nouvelles technologies permettraient de compenser les impacts environnementaux associés aux usages actuels. Les répondants ont néanmoins exprimé **la nécessité de planifier cette sobriété** et de **construire un imaginaire désirable d'une telle société bas-carbone**.

Cet itinéraire de sobriété fait l'objet d'un suivi marqué par le Gouvernement depuis juin 2022. Tout d'abord, au travers de la concertation des grands acteurs avec le lancement de groupes de travail sectoriels. Ensuite, au travers de la **présentation d'un grand plan visant à atteindre 10% de réduction de la consommation d'énergie d'ici 2 ans**. Ce plan, présenté par la Première ministre le 6 octobre 2022, recense **différentes mesures simples et opérationnelles, applicables à très court terme, qui concernent l'Etat, les entreprises et l'organisation du travail, les établissements recevant du public et les grandes surfaces, le secteur de l'industrie, le secteur du logement, le secteur des transports, le secteur du numérique et des télécommunications, le secteur du sport, et enfin les collectivités territoriales**. Il se couple d'une grande campagne d'information sur les éco-gestes à compter du **10 octobre 2022**.

Pour en savoir plus :

- [Vidéo La sobriété énergétique qu'est-ce que c'est ?](#)
- [Chapitre 13 « L'analyse sociétale » de l'étude Futurs énergétiques de RTE qui traite des leviers de sobriété](#)
- [Feuilleton « Modes de vie » de l'étude « Transition\(s\) 2050 » de l'ADEME](#)
- [Le dossier de presse du plan de sobriété](#)

4. Le niveau de production industrielle

L'évolution projetée du **niveau de production industrielle a également un impact notable sur les trajectoires de consommation énergétique**.

Un premier aspect est directement lié à la partie précédente, puisque nos modes de vie influent sur **la demande en produits manufacturés et donc sur le niveau d'activité industrielle**. Des modes de vie

Notre avenir énergétique se décide maintenant

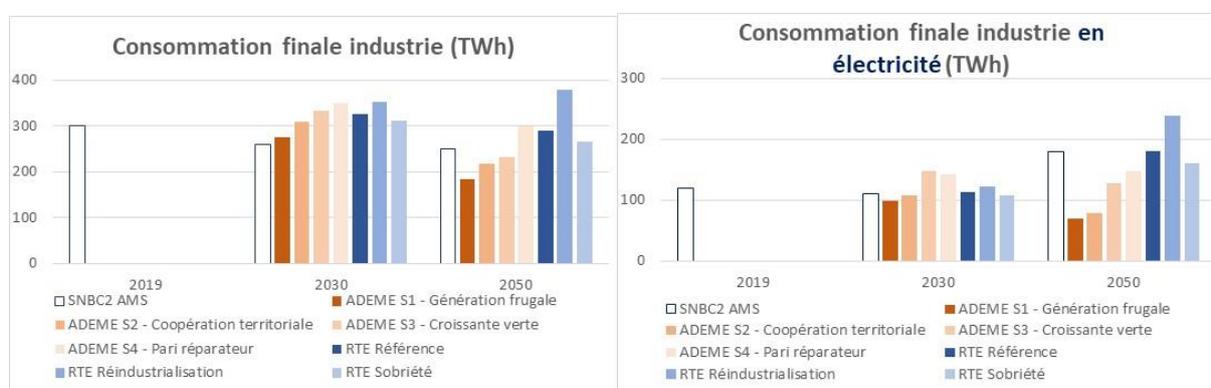


plus sobres débouchent donc globalement sur des besoins énergétiques moindres du secteur industriel également.

Mais un second aspect, également important à prendre en compte, correspond à **l'enjeu de relocalisation de la production d'une partie de nos importations**, qui conduirait à une augmentation de l'activité industrielle comparativement à une situation de statu quo sur le commerce extérieur. Cette relocalisation est envisagée car elle répond à plusieurs enjeux : **assurer un niveau d'autonomie sur certains secteurs stratégiques, faire bénéficier davantage l'économie nationale et locale de la production** nécessaire pour répondre à notre demande, et également dans une certaine mesure **éviter les « fuites de carbone »**, c'est-à-dire la délocalisation des émissions correspondant à notre consommation dans des zones géographiques où les normes environnementales sont parfois moins exigeantes.

La tendance historique étant plutôt à la tertiarisation de l'économie française et à la baisse de la part relative de l'industrie dans la valeur ajoutée totale, une **relocalisation significative supposerait une action volontariste des pouvoirs publics, des industriels et des consommateurs** (privilégier le « made in France »). Elle aurait toutefois un impact significatif sur la consommation d'énergie et il est donc important de la considérer dans les trajectoires prévisionnelles.

Ainsi, le scénario AMS SNBC2 intégrait déjà des hypothèses relativement ambitieuses en termes de niveau de production industrielle. De même, le scénario « Réindustrialisation forte » de RTE conduit à une consommation intérieure d'électricité de 752 TWh en 2050, contre 645 TWh pour le Scénario de référence, soit une hausse de plus de 15%.



Consommation finale totale et consommation finale en électricité (en TWh) en 2030 et 2050 dans le secteur de l'industrie des 8 scénarios (d'après SNBC2, « Futurs énergétiques 2050 » et « Transition(s) 2050 »)

Dans la concertation publique menée du 2 novembre 2021 au 15 février 2022, les contributeurs ont estimé que la **souveraineté économique et l'autonomie énergétique de la France constituaient les objectifs finaux vers lesquels tendre**, mais ont exprimé le souhait de poursuivre par pragmatisme, des échanges internationaux raisonnables et régulés.

III. Comment satisfaire nos besoins en électricité, et plus largement en énergie, tout en assurant la sortie de notre dépendance aux énergies fossiles ?

Les énergies fossiles (pétrole, gaz et charbon dans une moindre mesure) représentent encore plus de **60% de notre mix énergétique**. Ce sont des **énergies que nous importons en quasi-totalité**, et qui nous rendent dépendants de pays étrangers. Afin, d'une part, d'atteindre ses objectifs énergétiques et climatiques et, d'autre part, de renforcer son indépendance énergétique, la France porte **l'ambition d'être le premier grand pays du monde à sortir des énergies fossiles**.

Cela nécessite d'agir à **la fois sur nos consommations et notre production d'énergie**. Au-delà des efforts de sobriété qui sont indispensables pour faire baisser nos consommations, les **actions en matière d'efficacité énergétique permettent à la fois de réduire nos consommations et de substituer les énergies fossiles par des énergies décarbonées** (rénovation thermique des bâtiments ou développement des pompes à chaleur par exemple pour faire diminuer les consommations dans les secteurs résidentiel et tertiaire, développement du véhicule électrique dans les transports, électrification des procédés et utilisation d'hydrogène décarboné dans l'industrie, etc.). Du côté de la production d'énergie, nous devons être en capacité de savoir **produire une énergie entièrement décarboné en 2050**. Si la France dispose déjà d'un atout important avec un mix électrique déjà décarboné à plus de 90%, notamment grâce à son parc nucléaire, **tous nos usages ne pourront pas être électrifiés** et nous devons donc, au-delà du système électrique, **développer d'autres sources ou vecteurs d'énergie renouvelable ou bas-carbone** (chaleur renouvelable, biogaz, biocarburants, hydrogène décarboné, etc...)

Si **l'électricité ne représente aujourd'hui qu'environ 25% de l'énergie finale consommée**, elle devrait, sous l'effet d'une part de la baisse des consommations et d'autre part d'un renforcement de l'électrification (développement des véhicules électriques, électrification des procédés industriels par exemple), **atteindre environ 55%⁷ de notre consommation en 2050**. **Le parc de production électrique est vieillissant, et devra quasiment être renouvelé d'ici 2050**, entraînant ainsi enjeux industriels majeurs. Des enjeux qui nécessitent, étant donné le temps long des réalités industrielles du secteur de l'électricité, de prendre dès à présent de prendre des décisions pour éviter que la France ne se retrouve dans une impasse dans 15-20 ans. Ce volet relatif à la production d'énergie se concentre dans un premier temps sur l'électricité, sur la base notamment de l'étude « Futurs énergétiques 2050 » de RTE, qui fait figure de référence aujourd'hui⁸. Il abordera également dans un second temps les autres

⁷ La SNBC actuellement en vigueur prévoit une part d'électricité dans la consommation finale de 47%, les 3 scénarios de l'étude « Futurs énergétiques 2050 » de RTE une part comprise en 56 et 59%, et enfin les 4 scénarios de l'étude « Transition(s) 2050 » de l'ADEME une part comprise entre 43 et 56%.

⁸ L'étude « Futurs énergétiques 2050 » constitue un élément structurant et indispensable pour les décisions qui devront être prises dans les prochains mois. Elle offre une vision consolidée du système électrique en explorant pour chaque perspective de consommation, les différents mix électriques permettant de répondre à la demande, sans prise de position entre les scénarios de production et de consommation. L'étude a approfondi les impacts économiques et environnementaux des différents scénarios ainsi que les impacts sur les réseaux électriques. L'étude « Transition(s) 2050 » de l'ADEME a choisi une autre approche avec quatre scénarios construits sur des visions différentes de la société à l'horizon 2050 et en ayant une approche globale des besoins (alimentation,

moyens de sources ou vecteurs d'énergies décarbonées (chaleur renouvelable, biogaz, biocarburants, hydrogène décarboné), ainsi que la problématique du devenir des infrastructures pétrolières et gazières dans le contexte de la fin des énergies fossiles en 2050.

1. Le système électrique et ses enjeux

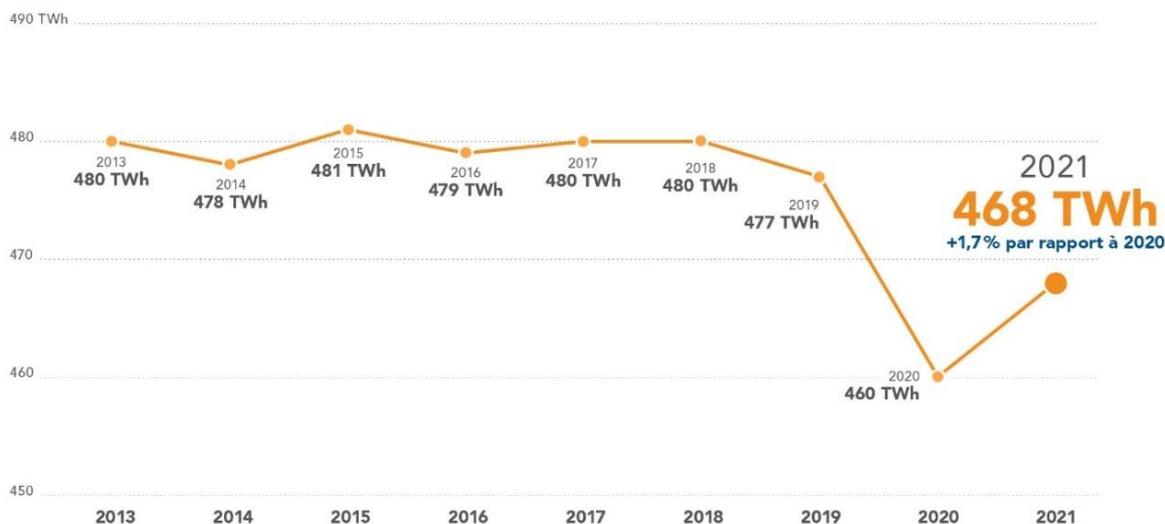
a) Le mix électrique actuel

Depuis 1990, la consommation finale d'électricité a **augmenté de près de moitié**. Cette croissance, essentiellement **due au secteur résidentiel-tertiaire**, a été continue jusqu'à la crise économique de 2008. Si la consommation tend à se stabiliser depuis cette date aux alentours de 480 TWh, **la crise sanitaire et les mesures de confinement décidées en 2020 ont eu un impact important sur la consommation, corrigée des aléas climatiques⁹ et des effets calendaires, qui a ainsi connue une forte baisse pour s'établir à 424 TWh sur l'année 2020** (- 3,2% par rapport à 2019). Comme RTE l'indique dans [son dernier bilan électrique](#), **l'année 2021 a marqué un retour progressif aux conditions d'avant-crise sanitaire** pour le système électrique français, avec une consommation qui s'est redressée de 1,7% par rapport à 2020, à 468 TWh (corrigée des aléas climatiques et des effets calendaires), mais qui reste toutefois inférieure en moyenne de 3% par rapport à la période 2014-2019. **L'effet à long terme de la crise sanitaire demeure incertain**. Pour mémoire, la consommation d'électricité n'avait pas retrouvé son niveau antérieur à 2008 après la crise financière, confirmant la disparition d'une partie du potentiel productif en France à cette époque. **RTE prévoit une augmentation de la consommation** dans les prochaines années avec un retour au niveau pré-crise d'ici 2025.

habitat, mobilité, industrie) et de tous les vecteurs énergétiques, avec en revanche une seule hypothèse de composition de mix électrique par scénario (2 dans le cas du scénario S3). Si certains aspects des modélisations concernant le mix électrique ne sont pas aussi précis et variées que celles réalisées RTE, différents mix gaziers ou scénarios de production et d'usage de la biomasse sont approfondis. En cela, les deux études sont complémentaires pour avoir une vision globale des enjeux du système énergétique (électrique et hors électrique), sachant que leurs conclusions concernant le mix électrique sont cohérentes pour les scénarios qui peuvent directement être comparés.

⁹ La consommation d'énergie est très dépendante de la température et donc de la rigueur d'un hiver par exemple. Ainsi, la consommation est retraitée de cet effet pour pouvoir être comparable d'une année à l'autre.

Notre avenir énergétique se décide maintenant



Consommation d'électricité corrigée des aléas climatiques entre 2013 et 2021 en TWh
(Source : RTE – Bilan électrique 2021)

La **production électrique française suit les mêmes tendances**. Elle était ainsi relativement stable les années précédant la crise sanitaire, **aux alentours de 550 TWh par an**, après avoir considérablement augmenté depuis les années 1970 à la suite de la mise en place du programme nucléaire. Après le **point bas historique de 2020**, pendant laquelle la production nucléaire a baissé du fait notamment des mesures sanitaires (liées au Covid-19) qui ont perturbé la conduite du programme de maintenance du parc nucléaire français, **la production électrique française a connu un fort rebond (+4,5%), pour atteindre 522,9 TWh en 2021**, tout en restant en deçà des niveaux observés les années précédentes.



Evolution de la production d'électricité par filière entre 2017 et 2021 en TWh
(Source : RTE – Bilan électrique 2021)

La production électrique française varie en effet chaque année en fonction :

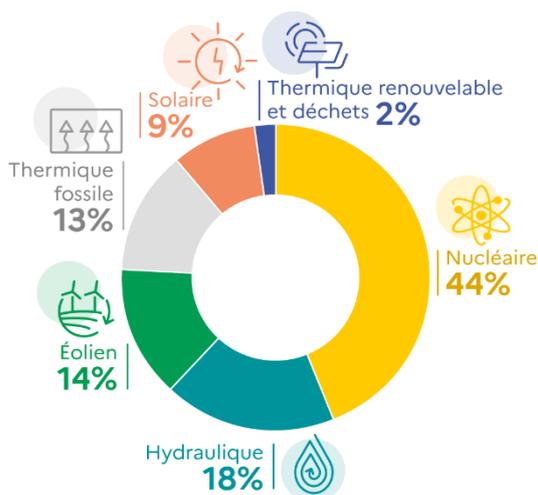
Notre avenir énergétique se décide maintenant



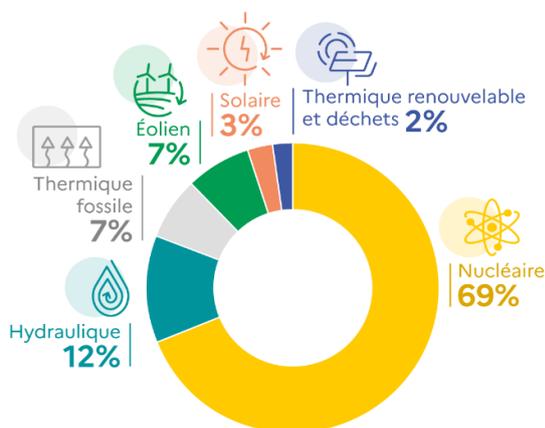
- de la **disponibilité des installations de production** : celles-ci peuvent en effet connaître des périodes d'indisponibilité (soit programmées, pour maintenance par exemple, soit fortuites) ;
- des **conditions climatiques et météorologiques**, puisque les niveaux annuels de précipitations, de vent et de soleil peuvent influencer significativement respectivement la production annuelle des centrales hydroélectriques, des éoliennes terrestres et des panneaux photovoltaïques ;
- du **niveau de la consommation d'électricité**, qui dépend notamment des conditions climatiques, des efforts d'efficacité énergétique, et du contexte économique, à l'image de la baisse de consommation de 2020 du fait de la crise sanitaire
- de la **situation des autres pays d'Europe de l'Ouest**. Du fait de la situation géographique centrale de la France sur le réseau européen et du nombre important d'interconnexions entre la France et ses pays voisins, il existe d'importants échanges commerciaux aux frontières. Cette solidarité électrique européenne permet d'améliorer la sécurité d'approvisionnement et de favoriser l'essor des énergies renouvelables. Grâce notamment à son parc nucléaire, la France occupe une position traditionnellement exportatrice nette (43,1 TWh en 2021), même si sur les derniers mois de 2021 et sur l'année 2022 la France a été plus importatrice qu'exportatrice.

La **production effective d'électricité et sa décomposition par filière n'est ainsi jamais le reflet exact des capacités électriques installées.**

PART DE LA CAPACITÉ INSTALLÉE PAR FILIÈRE EN 2021



PART DE LA PRODUCTION PAR FILIÈRE EN 2021



Part de la production et de la capacité installée par filière en 2021 (Source : D'après RTE – Bilan électrique 2021)

La production d'électricité en France **est assurée par les centrales nucléaires en grande majorité** (69% en 2021).

Elle est ensuite assurée **par les énergies renouvelables** à hauteur de 24% (solaire, éolien, bioénergies en plus de l'hydroélectricité qui occupe une place historique et centrale¹⁰ dans le mix électrique français et contribue pour la moitié de l'électricité renouvelable) **et enfin par les énergies fossiles** (charbon, gaz, fioul) à hauteur de 7%. L'accroissement du parc renouvelable, essentiellement porté par

¹⁰ Les barrages sont pilotables et jouent un rôle structurant pour assurer l'équilibre à tout instant entre l'offre et la demande en électricité.

le développement de l'éolien et du solaire, permet ainsi à la production renouvelable (y compris l'hydroélectricité) de couvrir depuis plusieurs années entre un cinquième et un quart de la consommation d'électricité.

Le développement significatif de **l'éolien fait de celui-ci la troisième source de production électrique en 2020 et 2021, devant le gaz**. En parallèle, le rythme de développement du solaire a fortement évolué à la hausse avec près de 2,7GW installés en 2021, soit trois fois plus que le rythme moyen observé ces dernières années. Cette augmentation des capacités de production d'électricité renouvelable permettra à la France de réduire sa dépendance aux centrales thermiques, en particulier à charbon, conformément aux engagements internationaux de France relatifs à la décarbonation du mix électrique, ainsi qu'aux orientations de la PPE.

De manière générale, grâce au choix historique du nucléaire et à la construction du parc dans les années 1970, afin d'assurer son indépendance énergétique et sa sécurité d'approvisionnement, la France dispose de plusieurs atouts. Tout d'abord, d'un mix particulièrement décarboné au regard de nombre de nos voisins. Ensuite, d'une dépendance plus faible au gaz, et d'un certain niveau de pilotabilité et d'une plus grande diversité de ses moyens de production.

Une **baisse structurelle des émissions de CO2 du secteur de la production électrique est ainsi observée depuis 2008, alors même que leur niveau était déjà très bas** en raison de la prédominance des technologies décarbonées (principalement le nucléaire). L'année 2021 (et *a fortiori* 2022) conduit toutefois à nuancer ce constat, car même si le recours à la production thermique fossile est resté très limité et en diminution par rapport à 2019, les émissions de GES du système électrique (18.8Mt) sont restées stables par rapport à cette même année, notamment en raison de la forte augmentation du prix du gaz qui a rendu le recours aux centrales à charbon plus compétitif. **Assurée à plus de 92% par des sources n'émettant pas de gaz à effet de serre, l'électricité produite en France en 2021 est l'une des plus décarbonées au monde, avec une intensité carbone de 36g CO2/kWh, soit 6 fois moins que la moyenne européenne.**

Aujourd'hui, **l'électricité n'est pas dominante dans le mix énergétique français**. Son utilisation est marginale dans le secteur des transports, de l'ordre d'un tiers dans le secteur résidentiel et dans l'industrie, et de l'ordre de la moitié dans le secteur tertiaire. La part de l'électricité dans la consommation d'énergie finale est ainsi aujourd'hui **de l'ordre de 25%**.

b) Les enjeux à moyen et long terme du système électrique

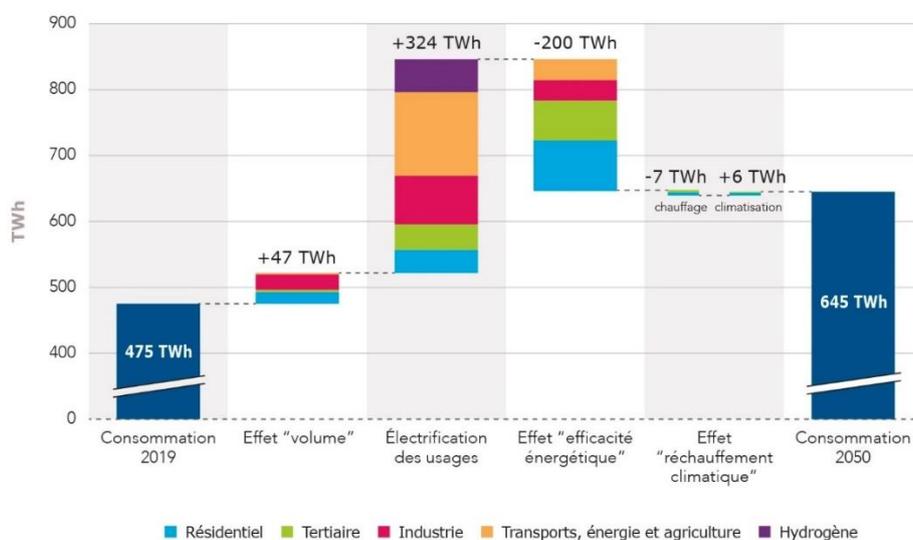
i. Une augmentation de la consommation d'électricité d'une 2050

Pour atteindre l'objectif de neutralité carbone à l'horizon 2050 fixé dans la loi, la SNBC prévoit de **réduire la consommation d'énergie finale** de 50% entre 2012 et 2050, **soit d'environ 40% entre 2020 et 2050**. La SNBC prévoit également de **décarboner complètement l'énergie utilisée**. Les gains en efficacité énergétique, bien que très importants, seront ainsi inférieurs à l'augmentation des besoins en électricité consécutifs à l'électrification des usages, en substitution aux énergies fossiles.

Notre avenir énergétique se décide maintenant



Les 3 scénarios de consommation électrique (Trajectoire de référence, Scénario « Réindustrialisation profonde », Scénario « Sobriété ») modélisés par RTE dans son étude « [Futurs énergétiques 2050](#) » (voir paragraphe dédié ci-après) respectent l'objectif de neutralité carbone en 2050 et les orientations fixées par la SNBC. Ils correspondent à une **consommation d'électricité comprise entre 479 TWh et 538 TWh en 2030** (scénario de référence de « Futurs énergétiques 2050 » à 508 TWh) **et entre 555 et 755 TWh en 2050** (scénario de référence de « Futurs énergétiques 2050 » à 645 TWh). Cela correspond à **une augmentation de la consommation électrique par rapport au niveau de 2019 (475 TWh) comprise entre +1% et +13% en 2030, et entre +17% à +59% en 2050.**



Évolution de la consommation intérieure d'électricité entre 2019 et 2050 dans la trajectoire de référence et décomposition en effets (Source: Etude « Futurs énergétiques 2050 » de RTE)

ii. L'évolution du parc de production électrique

Pour répondre à l'augmentation des besoins en électricité d'ici 2050, **la France devra ainsi développer davantage ses capacités de production bas-carbone, tout en assurant le renouvellement de la majorité des installations qui composent aujourd'hui son parc de production du fait de leur vieillissement.** La majorité des sources de production qui alimenteront la France en électricité en 2050 n'existe en effet pas aujourd'hui.

L'atteinte de la neutralité carbone en 2050 doit ainsi principalement composer avec les **contraintes relatives à la durée de vie, par nature limitée, des installations** (qu'elles soient nucléaires ou renouvelables), **de rythme de déploiement des nouvelles capacités de production** avec des décisions d'investissement précédant souvent de plusieurs années les mises en service effectives afin d'assurer à tout moment la « sécurité d'approvisionnement » à court, moyen et long terme. Cette dernière est définie comme le maintien de l'équilibre à tout instant entre la consommation et la production électrique, permettant d'éviter une défaillance du système électrique et nécessitant de dimensionner ce dernier de manière adéquate grâce à des capacités de production et de stockage suffisantes. En effet, il n'existe aujourd'hui que peu de moyens pour stocker l'électricité, à l'exception des stations de transfert d'électricité par pompage et des batteries. Si les moyens de stockage et de modulation de la demande sont amenés à se développer dans les prochaines années, notamment avec le

développement de la mobilité électrique et de l'effacement, **il est nécessaire d'assurer une adéquation suffisante entre les moyens de production ou d'injection sur le réseau électrique d'un côté et les consommations d'électricité de l'autre.** La fiche thématique n°9 présente les enjeux relatifs à la flexibilité du système électrique.

Compte tenu de son rôle éminent dans le mix électrique actuel, il est notamment **indispensable de tenir compte des enjeux techniques de sûreté, qui pourraient affecter la durée d'exploitation du parc électronucléaire historique, et conduire irrémédiablement à la mise à l'arrêt de réacteurs.** Le parc nucléaire a en effet été mis en service sur un temps relativement court, sur la base de technologies similaires, et aura dépassé 60 ans de durée de vie d'ici 2050. Ainsi, au regard des incertitudes fortes pesant sur la capacité à faire fonctionner les réacteurs nucléaires français pendant de telles périodes, le mix de long terme doit **prendre en compte la perspective du renouvellement de tout ou partie de ces installations d'ici 2050.** Le choix français de l'énergie nucléaire, nécessite une **gestion irréprochable des enjeux de sûreté**, et nécessite d'intégrer dans la réflexion le risque qu'un ou plusieurs réacteurs nucléaires puisse cesser de fonctionner simultanément, de manière temporaire, comme en 2022 avec le problème de corrosion sous contrainte, ou de manière définitive, dans le cas où une difficulté technique ne pourrait être corrigée. On parle alors de risque d'un « effet falaise ».

Cet élément structurant du débat doit être confronté aux délais de construction de nouveaux réacteurs et plus généralement au fait qu'il serait difficile de trouver un moyen **décarboné, pilotable** et déployable rapidement sans anticipation.

De même, les installations de production d'électricité renouvelables ont des durées de vie estimées entre 25 et 35 ans pour le photovoltaïque, l'éolien terrestre et l'éolien en mer. Les installations en service aujourd'hui **auront donc également atteint leur fin de vie avant 2050.**

Les fiches thématiques n°1, 2, 3, 4, 5, 6 et 7 présentent respectivement les enjeux relatifs à l'éolien en mer, à l'éolien terrestre, au photovoltaïque, à l'hydroélectricité, au parc nucléaire existant, aux perspectives de relance du nucléaire et enfin à la production d'électricité à partir d'énergies fossiles, de bioénergies et de géothermie.

iii. L'évolution des réseaux électriques

L'augmentation des consommations et l'évolution du parc de production auront des **conséquences importantes sur la structure du réseau électrique.** L'essor des énergies renouvelables, qui augmentera sensiblement la part d'installations de production décentralisées, et le déploiement du véhicule électrique, auront notamment des conséquences importantes sur le réseau de distribution français, tandis que le développement de grands parcs d'énergie renouvelable (par exemple les parcs éoliens offshores), ou la construction de nouveaux réacteurs nucléaires, auront des effets importants sur le réseau de transport. Conjuguées au vieillissement du réseau actuel, une augmentation de l'investissement dans les réseaux sera nécessaire. Pour en limiter le coût de même que pour en faciliter techniquement le déploiement, il est indispensable de l'anticiper et de le planifier dès à présent.

La fiche thématique n°8 présente plus en détail les enjeux relatifs aux réseaux électriques.

2. L'étude « Futurs énergétiques 2050 » de RTE

a) L'objectif de l'étude « Futurs énergétiques 2050 »

Afin d'éclairer le débat public et de guider les choix de court terme ainsi que l'élaboration de la stratégie française sur l'énergie climat française, le Gouvernement a demandé dès 2019 à RTE de conduire un **large travail prospectif en concertation avec l'ensemble des parties prenantes**, dont les analyses et conclusions sont présentées dans l'étude « [Futurs énergétiques 2050](#) ».

Cette étude a fait l'objet de 2 ans de travail, de 40 réunions de concertation avec 120 organisations et de 4 000 réponses à la consultation publique. Elle fait aujourd'hui référence en la matière et dessine **plusieurs scénarios d'évolutions du mix électrique français**, s'appuyant sur un travail scientifique et technique rigoureux de simulations. Ces simulations permettent de reproduire **un large spectre de systèmes électriques compatibles avec l'atteinte de la neutralité carbone en 2050**. L'étude a exploré **plusieurs variantes de consommation**, entre une sobriété accrue et une réindustrialisation importante conduisant à une augmentation plus importante de la consommation ; et **plusieurs variantes de production** en explorant des systèmes allant de 100% renouvelables à des systèmes où le nucléaire est présent durablement dans le mix électrique à des niveaux de près de 50%.

Elle permet d'envisager les **différentes options disponibles par filière, non pas isolément mais en les intégrant dans une vision d'ensemble cohérente répondant aux enjeux décrits précédemment**. L'étude permet enfin de décrire précisément la structure du système électrique pour chacun des scénarios, ses coûts, et ses impacts environnementaux.

Comme l'a rappelé [la Cour des comptes fin 2021](#), et comme le relève également RTE dans le rapport « Futurs énergétiques 2050 », seul le coût du système électrique dans son ensemble rend correctement compte du coût de production associé à un mix électrique : *« La simple comparaison des coûts moyens de chaque filière de production n'est pas suffisante pour éclairer la décision publique sur les choix de mix électrique à long terme. En effet, le coût complet d'un mix électrique ne découle pas de la seule répartition des capacités de production entre filières mais de la façon dont ces capacités sont appelées à produire pour que fonctionne le système électrique. Le coût économique d'un mix électrique doit prendre en compte, en sus des moyens de production, le coût des moyens de stockage, de flexibilité de la demande, ceux du réseau de transport et de distribution, des interconnexions et enfin le bilan des échanges extérieurs d'électricité (imports et exports) qui dépend des mix électriques de nos voisins européens. Les coûts du fonctionnement du système électrique dépendent enfin de la contrainte qui lui est imposée en termes de sécurité d'approvisionnement. »*

b) Les différents scénarios étudiés dans l'étude « Futurs énergétiques 2050 »

Notre avenir énergétique se décide maintenant



LES TRAJECTOIRES DE CONSOMMATION À L'HORIZON 2050

Consommation finale d'électricité par secteur :

Industrie
 Résidentiel

Tertiaire
 Transport

Hydrogène

SCÉNARIOS			
	HYPOTHÈSES	NIVEAU 2050	PRINCIPALES ÉVOLUTIONS
Référence	Électrification progressive (en substitution aux énergies fossiles) et ambition forte sur l'efficacité énergétique (hypothèse SNBC). Hypothèse de poursuite de la croissance économique (+1,3% à partir de 2030) et démographique (scénario fécondité basse de l'INSEE). La trajectoire de référence suppose un bon degré d'efficacité des politiques publiques et des plans (relance, hydrogène, industrie). L'industrie manufacturière croît et sa part dans le PIB cesse de se contracter. Prise en compte de la rénovation des bâtiments mais aussi de l'effet rebond associé.	645 TWh	<ul style="list-style-type: none"> 180 TWh 134 TWh 113 TWh 99 TWh 50 TWh
	HYPOTHÈSES	NIVEAU 2050 (par rapport à la référence)	PRINCIPALES ÉVOLUTIONS (+ écart par rapport à la référence)
Sobriété	Les habitudes de vie évoluent dans le sens d'une plus grande sobriété des usages et des consommations (moins de déplacements individuels au profit des mobilités douces et des transports en commun, moindre consommation de biens manufacturés, économie du partage, baisse de la température de consigne de chauffage, recours à davantage de télétravail, sobriété numérique, etc.), occasionnant une diminution générale des besoins énergétiques, et donc également électriques.	555 TWh (-90 TWh)	<ul style="list-style-type: none"> 160 TWh (-20 TWh) 111 TWh (-23 TWh) 95 TWh (-18 TWh) 77 TWh (-22 TWh) 47 TWh (-3 TWh)
Réindustrialisation profonde	Sans revenir à son niveau du début des années 1990, la part de l'industrie manufacturière dans le PIB s'infléchit de manière forte pour atteindre 12-13% en 2050. Le scénario modélise un investissement dans les secteurs technologiques de pointe et stratégiques, ainsi que la prise en compte de relocalisations de productions fortement émettrices à l'étranger dans l'optique de réduire l'empreinte carbone de la consommation française.	752 TWh (+107 TWh)	<ul style="list-style-type: none"> 239 TWh (+59 TWh) 134 TWh (0 TWh) 115 TWh (+2 TWh) 99 TWh (0 TWh) 87 TWh (+37 TWh)

Les différentes trajectoires de consommation étudiées dans « Futurs énergétiques 2050 » (Source : RTE « Futurs énergétiques 2050 »)

Notre avenir énergétique se décide maintenant



LES SCÉNARIOS DE MIX DE PRODUCTION À L'HORIZON 2050

Flexibilités de la demande (hors V2G) Nouveau thermique décarboné
 Filiales : Véhicule-to-grid Batteries

	NARRATIF	RÉPARTITION DE LA PRODUCTION EN 2050	CAPACITÉS INSTALLÉES EN 2050 (EN GW)*					BOUQUET DE FLEXIBILITÉS EN 2050
			Solaire	Éolien terrestre	Éolien en mer	Nucléaire historique	Nouveau nucléaire	
M0 100% EnR en 2050	Sortie du nucléaire en 2050 : le déclassement des réacteurs nucléaires existants est accéléré, tandis que les rythmes de développement du photovoltaïque, de l'éolien et des énergies marines sont poussés à leur maximum.		~ 208 GW (soit x21)	~ 74 GW (soit x4)	~ 62 GW	/	/	15 GW 1,7 GW (1,1 MVE) 29 GW 26 GW
M1 Répartition diffuse	Développement très important des énergies renouvelables réparties de manière diffuse sur le territoire national et en grande partie porté par la filière photovoltaïque. Cet essor sous-tend une mobilisation forte des acteurs locaux participatifs et des collectivités locales.		~ 214 GW (soit x22)	~ 59 GW (soit x3,5)	~ 45 GW	16 GW	/	17 GW 1,7 GW (1,1 MVE) 20 GW 21 GW
M23 EnR grands parcs	Développement très important de toutes les filières renouvelables, porté notamment par l'installation de grands parcs éoliens sur terre et en mer. Logique d'optimisation économique et ciblage sur les technologies et les zones bénéficiant des meilleurs rendements et permettant des économies d'échelle.		~ 125 GW (soit x12)	~ 72 GW (soit x4)	~ 60 GW	16 GW	/	15 GW 1,7 GW (1,1 MVE) 20 GW 13 GW
N1 EnR + nouveau nucléaire 1	Lancement d'un programme de construction de nouveaux réacteurs, développés par paire sur des sites existants tous les 5 ans à partir de 2035. Développement des énergies renouvelables à un rythme soutenu afin de compenser le déclassement des réacteurs de deuxième génération.		~ 118 GW (soit x11)	~ 58 GW (soit x3,3)	~ 45 GW	16 GW	13 GW (soit 8 EPR)	15 GW 1,7 GW (1,1 MVE) 11 GW 9 GW
N2 EnR + nouveau nucléaire 2	Lancement d'un programme plus rapide de construction de nouveaux réacteurs (une paire tous les 3 ans) à partir de 2035 avec montée en charge progressive. Le développement des énergies renouvelables se poursuit mais moins rapidement que dans les scénarios N1 et M1.		~ 90 GW (soit x8,5)	~ 52 GW (soit x2,9)	~ 36 GW	16 GW	23 GW (soit 14 EPR)	15 GW 1,7 GW (1,1 MVE) 5 GW 2 GW
N03 EnR + nouveau nucléaire 3	Le mix de production repose à parts égales sur les énergies renouvelables et sur le nucléaire à l'horizon 2050. Cela implique d'exploiter le plus longtemps possible le parc nucléaire existant, et de développer de manière volontariste et diversifié le nouveau nucléaire (EPR 2 + SMR)		~ 70 GW (soit x7)	~ 43 GW (soit x2,5)	~ 22 GW	24 GW	~ 27 GW (soit ~14 EPR + quelques SMR)	13 GW 1,7 GW (1,1 MVE) 1 GW
Hypothèses communes			Hydraulique ~22 GW	Énergies marines Entre 0 et 3 GW	Bioénergies ~2 GW	Imports 39 GW	STEP 8 GW	

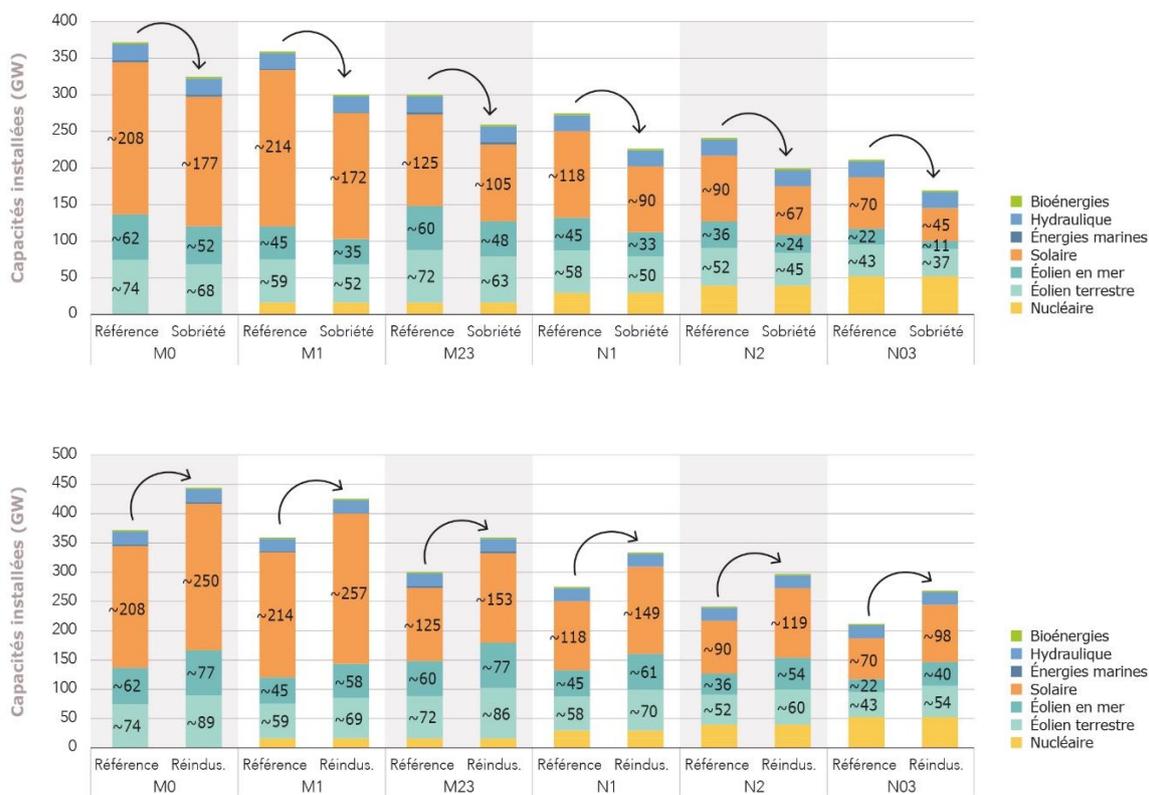
*Les quantités et parts d'énergie sont exprimées par rapport au scénario de consommation de référence.

Les 6 scénarios de mix de production à l'horizon 2050 étudiés dans « Futurs énergétiques 2050 » (Source : RTE « Futurs énergétiques 2050 »)

NB : Les capacités installées en 2050 sont exprimées par rapport au scénario de référence

NB2 : L'augmentation des capacités installées pour l'éolien terrestre et le solaire se fait par rapport à 2020

Notre avenir énergétique se décide maintenant



Capacités installées dans les 6 scénarios de mix de production à l'horizon 2050 dans les variantes de sobriété et de réindustrialisation profonde par rapport à la trajectoire de référence (Source : RTE « Futurs énergétiques 2050 »)

Les fiches thématiques n°19 et n°20 présentent de façon synthétiques les 6 scénarios de mix de production et les 3 scénarios de trajectoires de consommation de l'étude « Futurs énergétiques 2050 ».

c) Les principales conclusions de l'étude RTE

Le principal constat qui découle de ce travail est la nécessité d'**accentuer les efforts, tant sur la réduction des consommations que sur l'accélération du développement de nouveaux moyens de production, à court terme**. L'objectif est de placer le système électrique en situation de répondre aux enjeux de la trajectoire bas carbone française, d'autant plus dans un contexte de renforcement des objectifs, tel que cela est prévu par le paquet climat *Fit for 55* de la Commission Européenne.

En particulier, **le déploiement de modes de production d'électricité bas carbone doit être accéléré dès à présent**, avec des **prises rapides de décision quant aux mesures et investissements associés**, du fait des délais nécessaires aux études, autorisations et constructions des capacités de production, quelles qu'elles soient (réacteurs nucléaires, parcs éoliens, parcs photovoltaïques, etc.).

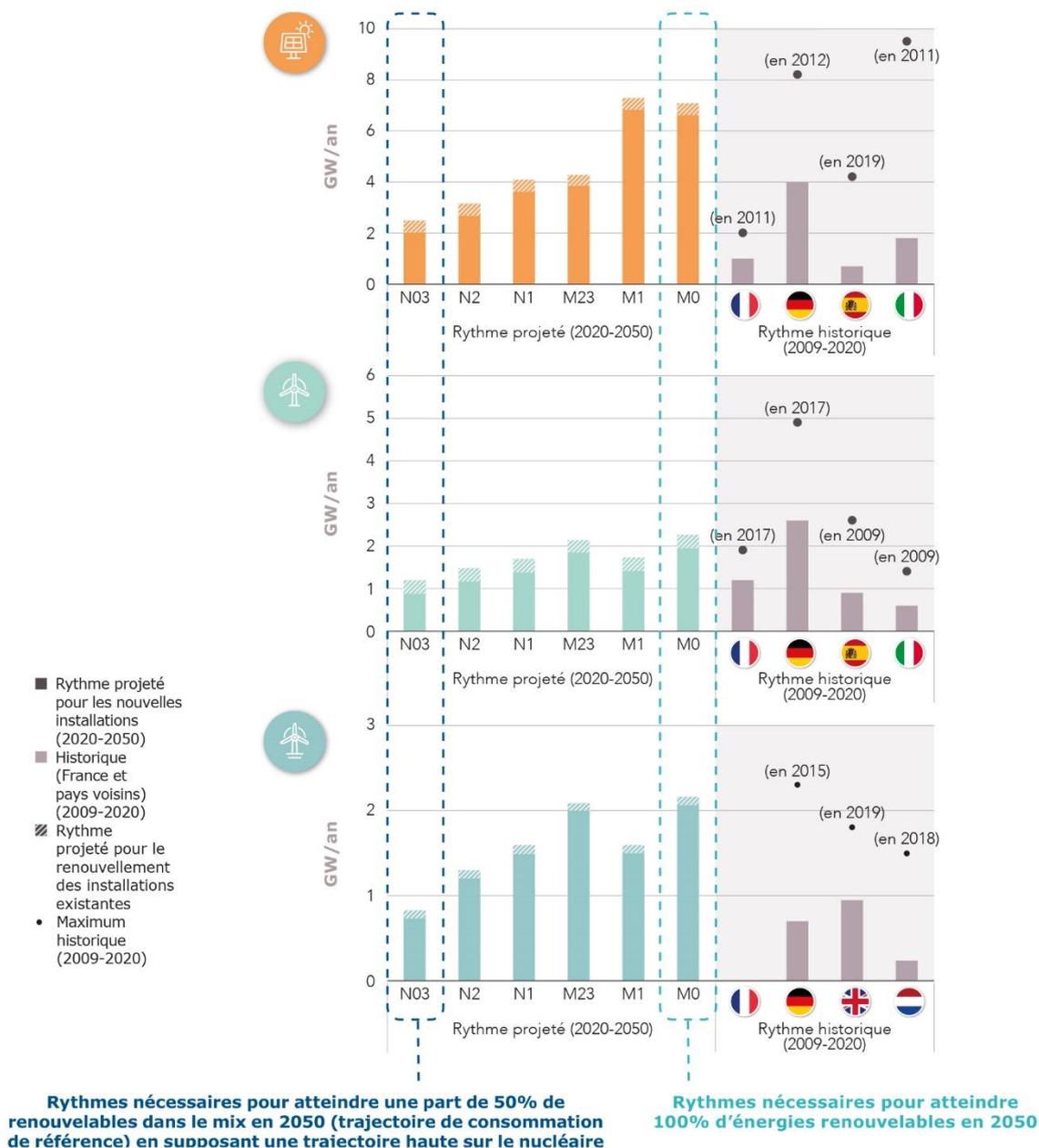
Notre avenir énergétique se décide maintenant



L'étude conclut que **l'atteinte de la neutralité carbone est impossible sans un développement significatif des énergies renouvelables**, et ce **pour l'ensemble des scénarios**. Un tel développement constitue une condition nécessaire pour permettre de répondre à l'augmentation de la demande d'électricité à court terme, compte tenu des délais de construction de nouveaux réacteurs nucléaires, cela **même en s'appuyant sur une grande modération des besoins énergétiques**. Dans tous les scénarios de l'étude « Futurs Énergétiques 2050 », l'éolien terrestre représente plus de 40 GW en 2050 (pour un parc installé de 18,5 GW fin 2021), l'éolien en mer plus de 20 GW (contre 0 GW fin 2021), et le photovoltaïque environ 100 GW (contre 13,1 fin 2021). Ce sont **donc toutes les filières renouvelables qui doivent être mobilisées pour que l'équilibre électrique soit assuré**. Le développement des énergies renouvelables soulève un enjeu d'occupation de l'espace et de limitation des usages. Il peut s'intensifier sans exercer de pression excessive sur l'artificialisation des sols, mais doit se poursuivre dans chaque territoire en s'attachant à la préservation du cadre de vie. Les énergies renouvelables électriques sont devenues des solutions compétitives, et ce d'autant plus dans le cas des grands parcs solaires et éoliens à terre et en mer. Par ailleurs, comme indiqué précédemment, l'accélération du déploiement des énergies renouvelables a d'ores et déjà été prise en compte par le Gouvernement, à travers notamment de nombreuses mesures.

Les **scénarios « 100% renouvelables »** sans construction de nouveaux réacteurs nucléaires nécessitent, d'une part, **une forte acceptabilité** des énergies renouvelables et, d'autre part, des **rythmes de développement des nouvelles installations renouvelables plus rapides que ceux des pays européens** aujourd'hui les plus dynamiques. Ces scénarios sont non seulement les plus coûteux dans une vision intégrée, mais ils supposent également des paris technologiques lourds.

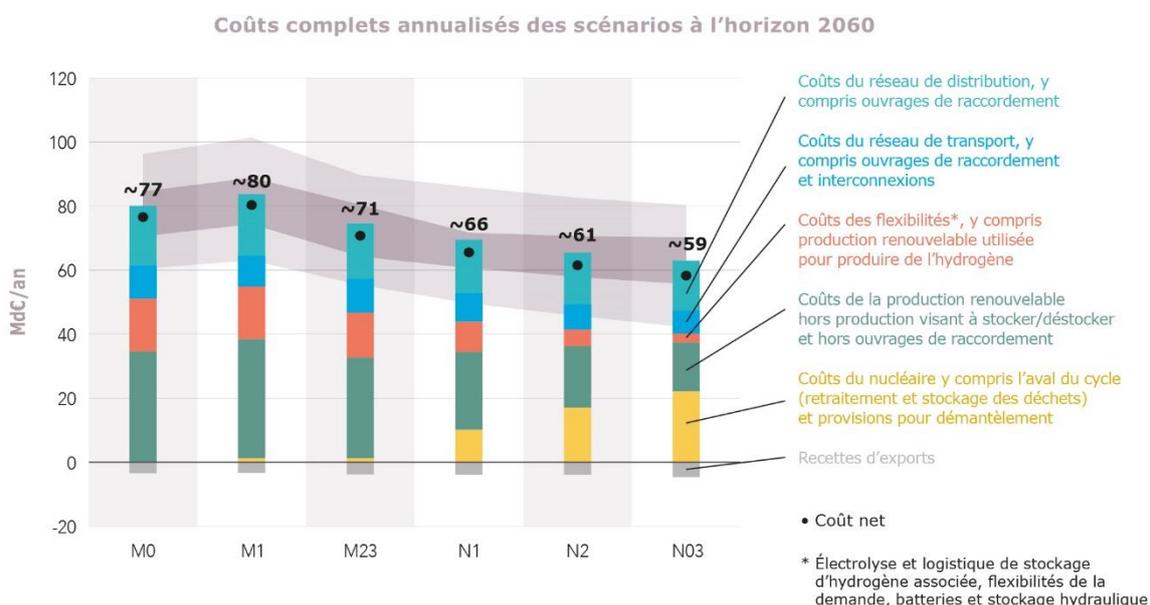
Notre avenir énergétique se décide maintenant



*Rythmes nécessaires de développement des énergies renouvelables selon les scénarios (dans la trajectoire de consommation de référence) comparés à l'historique et aux pays voisins (en GW/an)
(Source : RTE « Futurs énergétiques »)*

Les scénarios basés sur le **maintien d'un parc nucléaire historique apparaissent comme pertinents, tant sur le plan économique qu'environnemental**. En effet, l'addition des capacités de production renouvelables et nucléaires permet de placer le système électrique dans une perspective d'accélération de la décarbonation à horizon 2030, en accentuant les réductions d'émissions de gaz à effet de serre à court et moyen terme. Dans ces scénarios, les moyens de flexibilité sont moindres, de même que les niveaux d'investissement à prévoir dans les réseaux électriques. La prolongation des réacteurs existants au-delà de 60 ans implique également des défis techniques importants.

Notre avenir énergétique se décide maintenant

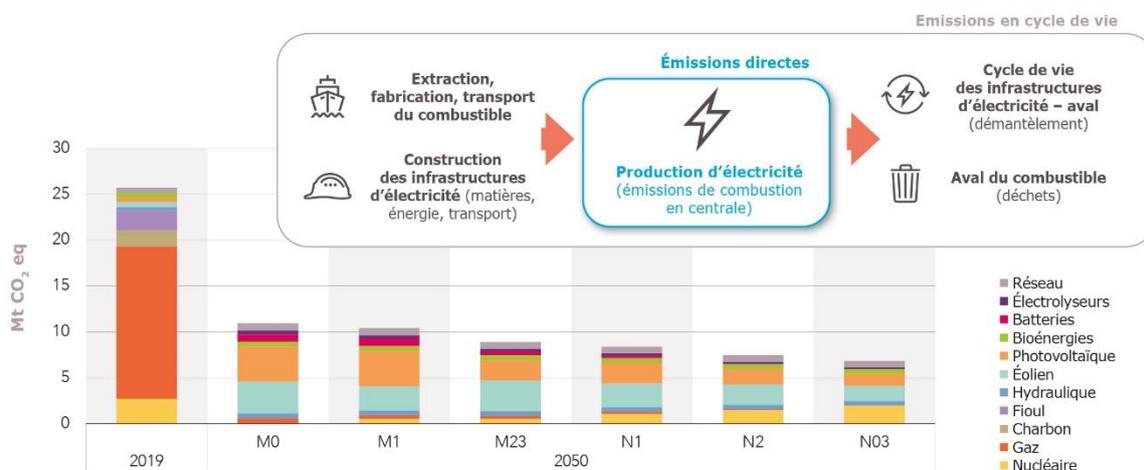


Coûts complets (production + acheminement + flexibilités) en France selon les scénarios (dans la trajectoire de consommation de référence) à l'horizon 2060 (Source : RTE « Futurs énergétiques »)

Plusieurs autres constats sont faits par RTE :

- dans tous les scénarios, les **réseaux électriques doivent être rapidement redimensionnés** pour rendre possible la transition énergétique ;
- même en intégrant le bilan carbone complet des infrastructures sur l'ensemble de leur cycle de vie, **l'électricité en France restera très largement décarbonée** et contribuera fortement à l'atteinte de la neutralité carbone en se substituant aux énergies fossiles ;
- l'économie de la transition énergétique peut générer des **tensions sur l'approvisionnement en ressources minérales**, particulièrement pour certains métaux, qu'il sera nécessaire d'anticiper ;
- le **coût global au mégawattheure (MWh) du système électrique national est susceptible d'augmenter mais dans des proportions qui peuvent être maîtrisées** (de l'ordre de 15% hors inflation).

Notre avenir énergétique se décide maintenant



Émissions de gaz à effet de serre en cycle de vie du système électrique

(Source : RTE « Futurs énergétiques 2050 »)

La fiche thématique n°21 présente l'analyse économique et environnementale des différents scénarios, tandis que la fiche thématique n°22 présente les principaux enseignements de l'étude « Futurs énergétiques 2050 ».

Pour en savoir plus :

- [« Futurs énergétiques 2050 » - Principaux résultats](#)
- [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 présentation de l'étude « Futurs énergétiques 2050 »](#)

3. Les orientations du Gouvernement sur le mix électrique en 2050

Le Président de la République a détaillé lors de son [discours](#) prononcé à Belfort le 10 février 2022 les **orientations pour la politique énergétique de la France**. Afin que la France puisse pleinement respecter ses engagements climatiques et bénéficier des retombées sur le territoire français, son ambition doit être **de renforcer les grandes filières industrielles françaises essentielles à la transition énergétique et de garantir l'indépendance énergétique**.

Le Président de la République a fixé l'objectif ambitieux de **faire de la France le premier grand pays du monde à sortir de la dépendance aux énergies fossiles**, qui représentent encore plus de 60% de notre consommation, à travers deux chantiers prioritaires : la **réduction de notre consommation énergétique** et l'**augmentation de notre capacité de production d'énergie décarbonée**.

Au regard des conclusions du rapport de RTE, le Président de la République a exposé les grandes orientations pour le mix électrique de la France en 2050 lors de son discours de Belfort, et a indiqué que les scénarios misant à la fois sur le développement concomitant de l'énergie nucléaire et des énergies renouvelables constituent « *le choix le plus pertinent d'un point de vue écologique, le plus opportun d'un point de vue économique et le moins coûteux d'un point de vue financier* ».

En premier lieu, **le développement massif des énergies renouvelables**, en particulier du solaire et de l'éolien, doit permettre d'assurer la réponse à l'augmentation des besoins en électricité pour atteindre la neutralité carbone. **Toutes les filières sont concernées** : la multiplication par près de 10 du parc solaire photovoltaïque pour atteindre plus de 100 GW, le doublement de l'éolien terrestre (en étalant ainsi l'objectif prévu par la PPE2), et la construction d'une cinquantaine de parcs éolien en mer, soit 40 GW, d'ici 2050.

En complément de la poursuite du développement massif de sources d'énergie renouvelables, le Président de la République a également réaffirmé la nécessité de **maintenir un socle de production nucléaire**. Il a ainsi annoncé son **souhait que six nouveaux EPR de nouvelle génération (EPR2) soient construits**, et que des **études soient lancées pour la construction de huit réacteurs supplémentaires**. Enfin, il a demandé à EDF d'étudier les **conditions de prolongation de la durée d'exploitation des réacteurs nucléaires au-delà de 50 ans**, en lien avec l'Autorité de Sûreté Nucléaire, pour garantir la sûreté de leur production d'électricité, afin de prolonger tous les réacteurs nucléaires qui peuvent l'être sans rien céder sur la sûreté. Il a enfin appelé à innover dans les domaines des petits réacteurs modulaires et dans les réacteurs innovants permettant de fermer le cycle du combustible et de produire moins de déchets.

Ces annonces s'appuient notamment sur le rapport du Gouvernement « Travaux relatifs au nouveau nucléaire » et sur l'étude « Futurs énergétiques 2050 » de RTE. En effet, les objectifs de développement annoncés pour les énergies renouvelables **s'inscrivent dans les estimations médianes de RTE des capacités installées pour chaque filière en 2050**. Le **nombre de nouveaux réacteurs nucléaire est cohérent avec les estimations de RTE** (entre 8 à 14 EPR2) dans les scénarios faisant appel à l'énergie nucléaire afin d'assurer une production massive d'électricité décarbonée à un coût économique compétitif, et de sécuriser l'atteinte des objectifs climatiques.

Ces orientations s'inscrivent dans une **stratégie de diversification du mix électrique sur le long terme et ne figent pas la structure du mix en 2050** mais permettent au contraire de **conserver une variété d'options possibles pour son devenir et la poursuite de sa décarbonation**, en s'appuyant de manière raisonnée sur les différentes filières de production d'électricité.

L'enjeu des **futures LPEC et PPE, qui seront nourries par cette concertation, est de fixer**, sur une période de 10 ans, **les incitations et objectifs cohérents à horizon 10-15 ans avec la direction que doit prendre le système énergétique, compte tenu du temps long des réalités industrielles du secteur, afin de respecter la trajectoire bas carbone définie par la SNBC à long terme**, et d'éviter ainsi d'être dans une impasse dans 15-20 ans. La révision régulière tous les cinq ans de la LPEC et le la PPE permettra d'ajuster progressivement en tant que de besoins nos objectifs pour atteindre la neutralité carbone en 2050.

Pour en savoir plus :

- [Rapport du Gouvernement « Travaux relatifs au nouveau nucléaire »](#)

4. Les autres sources ou vecteurs d'énergie renouvelables et bas-carbone

Notre avenir énergétique se décide maintenant



Afin d'avoir un mix énergétique totalement décarboné en 2050, au-delà de l'électricité, **d'autres sources et vecteurs d'énergies renouvelables ou décarbonées seront nécessaires**, en particulier la chaleur renouvelable, le biogaz, les biocarburants ou l'hydrogène décarboné.

Les enjeux liés à ces différentes filières sont respectivement détaillés dans les fiches thématiques n°11, 12, 13 et 15. La fiche thématique n°14 traite de façon transverse des enjeux, en particulier de durabilité et d'allocation entre les différents usages, de l'utilisation de la biomasse à des fins énergétiques.

La fiche n°16 présente les enjeux liés au devenir des infrastructures pétrolières et gazières et pétrolières pour assurer notre sécurité d'approvisionnement dans le contexte de fin des énergies fossiles. Enfin, la fiche n°17 présente les enjeux propres aux zones non-interconnectées (ZNI).

Notre avenir énergétique se décide maintenant



IV. Comment planifier, mettre en œuvre et financer notre transition énergétique ?

La politique énergétique de la France, définie par la loi ([article L. 100-1 du code de l'énergie](#)), vise à :

- **favoriser l'émergence d'une économie compétitive**, riche en emplois, respectueuse de l'environnement, sobre et efficace en énergie ;
- **assurer la sécurité d'approvisionnement** et réduire la dépendance aux importations ;
- **maîtriser les prix pour les consommateurs** ;
- **maîtriser les nuisances liées aux installations de production** (effet de serre, pollution et occupation d'espace, risques industriels dont sûreté nucléaire) ;
- **garantir la cohésion sociale** en permettant un accès sans coût excessif sur tout le territoire ;
- **lutter contre la précarité énergétique** ;
- **contribuer à la mise en place d'une Union européenne de l'énergie**, qui vise à garantir la sécurité d'approvisionnement et à construire une économie décarbonée et compétitive.

[L'article L. 100-2 du code de l'énergie](#) précise, quant à lui, que l'Etat doit veiller, « *en cohérence avec les collectivités territoriales et leurs groupements et en mobilisant les entreprises, les associations et les citoyens* », à l'atteinte de ces objectifs.

1. Un soutien financier nécessaire à la transition énergétique

La transition bas-carbone s'accompagne de **mutations majeures qui peuvent créer des fragilités comme des opportunités**.

Ainsi pour réaliser la diminution immédiate et drastique d'émissions de gaz à effets de serre nécessaire à l'atteinte de nos objectifs, certains secteurs d'activités économiques sont **amenés à subir d'importantes restructurations**. C'est le cas par exemple des secteurs de l'extraction d'énergie fossile, des transports, de l'agriculture, de la foresterie. D'un autre côté, la transition écologique est aussi **source de création d'emplois, de diversification économique, de reconversion professionnelles, et offre le potentiel d'aller vers plus de justice sociale**. Il est à noter que l'évaluation macro-économique de la Stratégie nationale bas-carbone (SNBC2) montrait un **gain positif sur le PIB** et concluait à un **bilan positif en termes d'emplois**.

La transition énergétique nécessite par ailleurs des **investissements majeurs** se chiffrant en dizaines de milliards d'euros par an qui **reposent à la fois sur des financements publics et privés**. Les financements publics recouvrent le financement d'investissements publics collectifs (bornes de recharges publiques pour véhicules électriques, infrastructures et services de transport collectif, aménagements cyclables et systèmes de vélos en libre-service, rénovation des bâtiments publics – écoles, hôpitaux), ainsi que les subventions aux investissements privés (aides aux ménages pour la rénovation de leur logement et l'achat de véhicules propres, aides à l'investissement ou au fonctionnement pour les énergies renouvelables, soutien à la décarbonation de l'industrie, etc.).

Par ailleurs, si à terme la transition bas-carbone peut s'avérer bénéfique pour les ménages et les entreprises, par exemple via les réductions de consommation énergétiques permettant de réduire la facture énergétique et de générer des gains de pouvoir d'achat, la **période de transition peut s'avérer**

Notre avenir énergétique se décide maintenant



délicate. En effet, la transition bas-carbone nécessite au préalable des investissements lourds (remplacement d'un véhicule très émetteur par un véhicule propre, rénovation des bâtiments, etc.) qui sont rentabilisés dans la durée.

Pour que ces mutations profondes ne soient **pas perçues comme une forme d'injustice** (perte d'emploi, précarisation, hausse du prix de l'énergie, etc.), **elles doivent être accompagnées.** Parmi les points de vigilance soulignés lors de la première concertation, la **justice sociale s'affiche en premier lieu.** Avec la volonté de ne pas imposer de mesures trop lourdes aux foyers les plus modestes **sans contrepartie financière et redistribution.** Cette inquiétude touche également les entreprises - et notamment les plus petites - avec un enjeu fort d'acceptabilité économique des mesures.

Pour répondre à ce besoin de justice sociale et accélérer la transition bas-carbone de notre économie, l'Etat a déployé, au cours du précédent quinquennat **des moyens budgétaires conséquents et sans précédent.** Hors plan de relance, la [transition écologique a ainsi vu son budget annuel augmenter de 4 Mds€ entre 2017 et 2022.](#) Parmi les évolutions majeures des dernières années, on peut citer :

- **un effort sans précédent pour les énergies renouvelables.** Le soutien financier de l'Etat, sur les vingt prochaines années, pour permettre le développement des énergies renouvelables prévu par la PPE2 représente entre 19.2 et 33.4 Mds€ pour les EnR électriques – qui s'ajouteront aux 95 Mds€ déjà programmés – et près de 10 Mds€ pour la production de gaz renouvelables. Le fonds chaleur, géré par l'ADEME, et dont le budget est passé de 350 M€ en 2021 à 520 en 2022, a soutenu plus de 6500 projets pour un montant de 2.9 Mds€ entre 2009 et 2021. La fiche thématique n°10 présente les dispositifs de soutien aux énergies renouvelables électriques.
- **un accompagnement des Français, ciblé sur les ménages les plus modestes** pour ne laisser personne sur le bord du chemin de transition, avec par exemple :
 - o la création en 2020 de [MaPrimeRénov'](#), aide forfaitaire versée de manière contemporaine aux travaux de rénovation énergétique qui a bénéficié à 785 000 ménages en 2020 et 2021 pour un montant de 2,6 Mds€ (dont 83% pour les ménages modestes et très modestes) ;
 - o le versement de plus de 386 000 bonus et 279 000 [primes à la conversion](#) des véhicules les plus polluants en 2020 et 2021, pour un montant 2.4 Mds€ ;
 - o la création en 2018 du [chèque-énergie](#) qui bénéficie en 2022 à près de 5,8 millions de foyers modestes pour un montant moyen de 150 euros par foyer.

Par ailleurs, en 2023, hors impact exceptionnel de la hausse des prix de l'énergie et hors relance, [les dépenses du budget de l'Etat favorables à l'environnement](#) s'élèvent à 33,9 Mds€, soit une hausse de 4,5 Mds€ par rapport à 2022.

Les plans France Relance et France 2030 permettent également d'accompagner la décarbonation de notre société dans l'ensemble des secteurs de la Stratégie nationale bas-carbone. En particulier :

- **30 des 100 milliards d'euros du plan France Relance consacrés à la transition écologique :** soutien à la décarbonation de l'industrie (1,2 Md€), à la rénovation thermique (6,7 Mds€), au verdissement des transports (8,8 Mds€), au soutien à la transition des filières automobiles et aéronautiques (2,6 Mds€), à la transition agricole (1,2 Md€) et à l'économie circulaire (0.5 Md€).
- **la moitié des 34 milliards d'euros déployés sur 5 ans du plan France 2030** annoncé en octobre 2021. Ce plan vise à stimuler l'innovation technologique et à accompagner les transitions de

Notre avenir énergétique se décide maintenant



nos secteurs d'excellence, qu'il s'agisse de l'énergie, de l'automobile, ou de l'aéronautique. En particulier, **8 milliards d'euros sont prévus pour le secteur de l'énergie**, afin de construire une France décarbonée et résiliente, notamment en développant l'hydrogène décarboné et en décarbonant notre industrie.

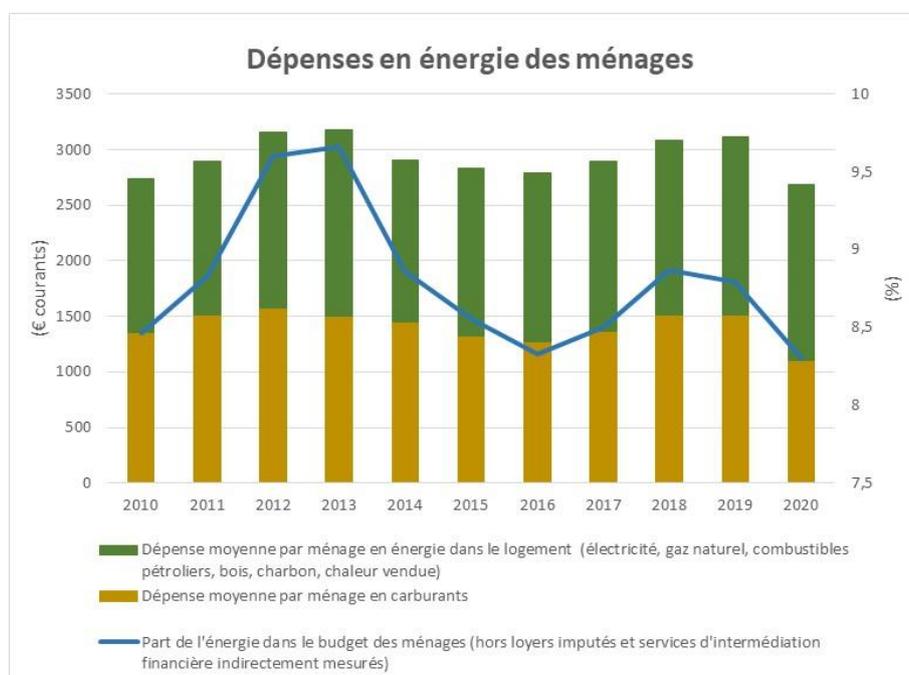
Cette **augmentation de la dépense publique dans la transition a permis une augmentation sans précédent de l'investissement total** (public et privé), que [l'institut indépendant I4CE](#) estime à 44,7 Mds€ en 2020, en hausse de 25% par rapport à 2017.

Pour en savoir plus :

- [L'évaluation macro-économique de la Stratégie nationale bas-carbone \(SNBC2\)](#)
- [Edition 2021 du panorama des financements climat](#)

2. Les dépenses en énergie des ménages

Entre 2010 et 2020 (les chiffres pour l'année 2021 ne sont pas encore connus), les dépenses moyennes en **énergie des ménages ont été comprises entre 2700€ et 3100€ selon les années**. En 2019 (respectivement 2020), la facture moyenne s'élève à 3114 euros (respectivement 2690 euros), dont 1601 euros (respectivement 1589 euros) pour l'énergie du logement (électricité, gaz naturel, combustibles pétroliers, bois, charbon, chaleur vendue) et 1512 euros (respectivement 1589 euros) pour les carburants. La diminution de 14% entre 2019 et 2020 s'explique par la chute de la dépense en carburants (-27%) sous l'effet cumulé, lié à la crise sanitaire, des baisses de volumes consommés et des prix des produits pétroliers, alors que les dépenses liées au logement ont été quasi-stables.



Dépenses en énergie des ménages (Source : SDES Bilan énergétique de la France en 2021 - Données provisoires)

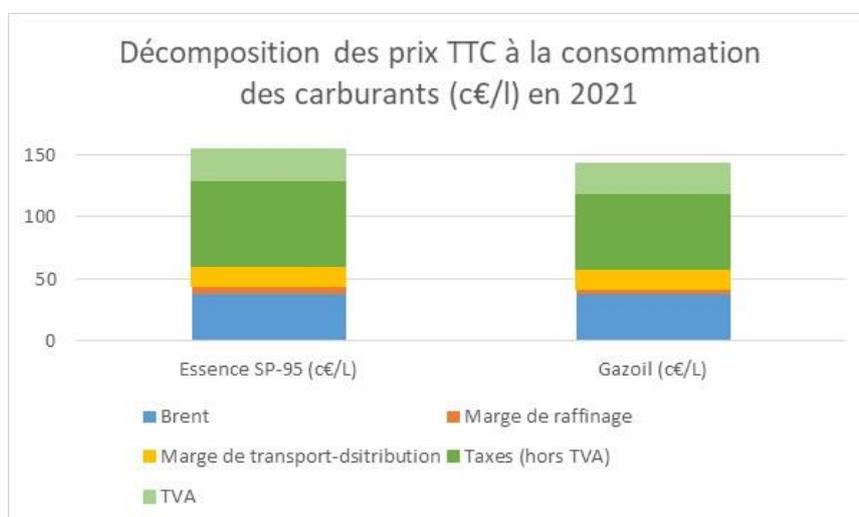
Après avoir atteint plus de 9,5% en 2012 et 2013, la **part de l'énergie dans les dépenses des ménages s'est stabilisée entre 8,3 et 8,8% depuis 2015**.

Notre avenir énergétique se décide maintenant



Le prix des carburants, de l'électricité et du gaz, se décompose en trois grands composantes : fourniture, coût de transport/distribution (et raffinage dans le cas des carburants), et taxes (dont taxe intérieure de consommation et taxe sur la valeur ajoutée notamment). Les chiffres présentés ci-après correspondent aux chiffres 2021 afin de refléter une situation représentative des dernières années, ce qui n'aurait pas été le cas avec les chiffres 2022 du fait de la crise des prix de l'énergie et des mesures mises en place pour les contenir (remise « carburants », baisse à son niveau minimal de la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité, etc.).

Pour les carburants (essence SP-95 et gazole), **la part de fourniture dépend directement du cours du *brent*** (pétrole brut de mer du Nord). Le cours du pétrole brut est fixé par les marchés en fonction des variations et anticipations de l'offre et de la demande de pétrole à court, moyen et long termes à l'échelle mondiale. Les **évolutions des prix des carburants découlent donc très directement de l'évolution du pétrole brut sur les marchés mondiaux.**



Décomposition prix TTC à la consommation des carburants (Source : D'après DGEC)

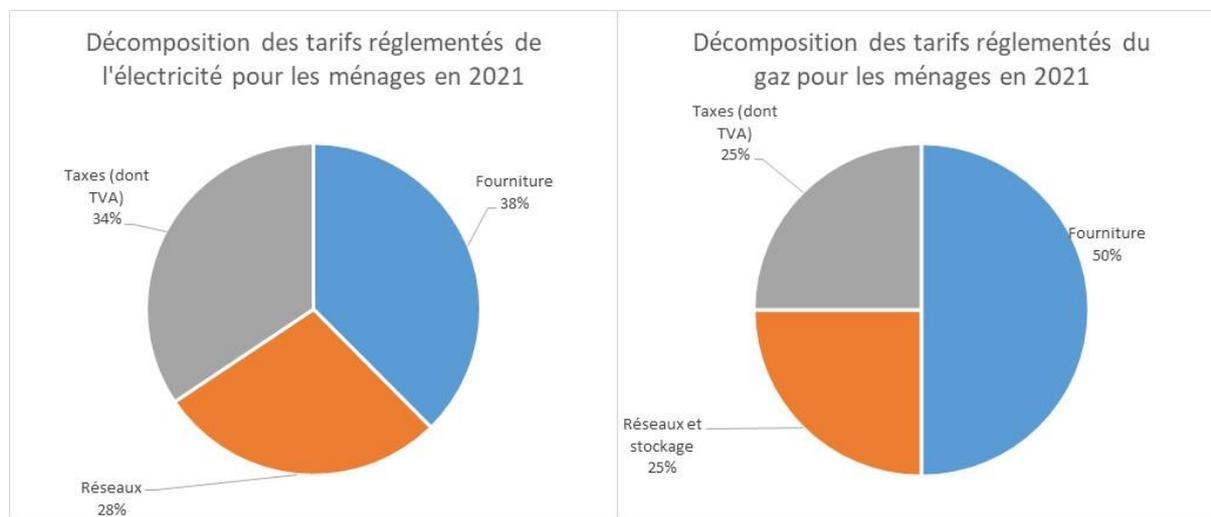
S'agissant du prix de l'électricité payé par les particuliers, le **coût de l'approvisionnement en électricité (fourniture) représente en 2021 un peu plus d'un tiers (34%)** des tarifs réglementés, tout comme les coûts de transport et de distribution, le reste (32%) correspondant aux taxes (dont la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité et la taxe sur la valeur ajoutée). Le coût de l'approvisionnement pris en compte dans les tarifs réglementés de l'électricité comprend une part de l'ordre de la moitié à l'ARENH (Accès régulé à l'électricité nucléaire historique), dont le prix est fixe et permet aux consommateurs de bénéficier de la compétitivité et de la stabilité des coûts du nucléaire historique, quel que soit le fournisseur, et une part d'approvisionnement sur le marché qui est en partie lissée sur deux ans, ce qui peut contribuer à une stabilité des prix pour le consommateur.

Enfin, s'agissant du prix du gaz naturel, la **fourniture représente en 2021 la moitié des tarifs réglementés**, alors que les coûts de transports-distribution-stockage et les taxes (dont la taxe intérieure sur la consommation de gaz naturel et la taxe sur la valeur ajoutée) représentent 25% chacun. La France importe la quasi-totalité de son gaz naturel, **les coûts de fourniture dépendent entièrement des prix sur les marchés du gaz, qui dépendent de plusieurs facteurs** (niveau de l'activité

Notre avenir énergétique se décide maintenant



économique, causes météorologiques, équilibre offre-demande, stratégie de « grands fournisseurs » comme la Russie, etc...). Ainsi la **part de fourniture peut varier très sensiblement d'une année à l'autre** : elle était ainsi de 33% fin 2020 (et même de 28% mi-2020).



Décomposition des tarifs réglementés de l'électricité et du gaz pour les ménages en 2021 (Source : D'après CRE – Observatoire des marchés de détail au 4^{ème} trimestre 2021)

Dans son étude « Transition(s) 2050 », l'ADEME a estimé les effets macroéconomiques que chacun des quatre scénarios aurait sur la croissance, l'emploi, le revenu disponible, mais aussi la facture énergétique des ménages, la balance commerciale, etc, en les comparant à un scénario tendanciel correspondant à ce que serait notre économie en 2050 si aucune mesure nouvelle n'était prise. Cette comparaison indique que la **transition énergétique peut s'avérer rentable pour les ménages**. En effet, la diminution de la consommation d'énergie combinée au remplacement des combustibles fossiles par des énergies décarbonées (nucléaire, renouvelables) **engendre une baisse de la facture énergétique, tout en permettant aux ménages d'échapper à la hausse des cours du pétrole et du gaz**. Les investissements d'efficacité et de changement de mix énergétique sont donc rentables : ce que l'on gagne sur les factures d'énergie est supérieur à ce que l'on doit rembourser (de travaux d'isolation, d'acquisition de véhicules ou de nouveaux moyens de production, charges d'intérêts incluses). De plus, ces investissements sont créateurs d'emplois locaux (rénovation énergétique des bâtiments, déploiement d'énergies renouvelables notamment). Ces deux effets **génèrent une augmentation** (sauf dans le scénario S1 où il est en légère baisse) **du « reste à vivre », c'est-à-dire du revenu disponible des ménages après prise en compte des factures énergétiques et des remboursements d'emprunt**.

Pour en savoir plus :

- [Observatoire des marchés de détail au 4^{ème} trimestre 2021](#)
- [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](#)
- [Feuilleton « Les effets macroéconomiques » de l'étude « Transition\(s\) 2050 »](#)
- [Synthèse « reste à vivre et effets macroéconomiques » de l'étude « Transition\(s\) 2050 »](#)

3. Le rôle des pouvoirs publics dans la planification et la mise en œuvre des politiques énergétiques et climatiques

a) L'Etat

L'action de l'Etat au niveau national est clé pour **définir la stratégie** et **transcrire les objectifs climatiques et énergétiques** en politiques structurelles et normes qui orientent le développement de chaque secteur économique sur une trajectoire de transition, **en cohérence avec les différents enjeux et volets de la planification écologique**. Elle est également centrale pour accorder l'ensemble des politiques publiques avec l'impératif de transition, notamment en termes d'accompagnement social et de formation professionnelle. Enfin, l'Etat a également un rôle indispensable à jouer pour **encourager, par un accompagnement approprié, l'évolution des comportements** individuels vers une plus grande sobriété.

Dans la concertation publique menée du 2 novembre 2021 au 15 février 2022, les contributeurs ont exprimé de **fortes attentes envers l'intervention programmatique de l'État** pour sensibiliser, fixer un cap, orienter et encadrer l'action des différents acteurs (collectivités, entreprises, citoyens).

b) Les collectivités locales

Les régions et les intercommunalités jouent un **rôle majeur dans la traduction concrète des politiques climatiques**. Il est estimé qu'environ 4/5 des orientations de la SNBC nécessiteraient l'engagement des territoires du fait des compétences qui leur sont déjà attribuées. Plus particulièrement, la loi a confié à certaines d'entre elles des **obligations réglementaires en matière d'action climat** : [l'élaboration et la mise en œuvre des schémas régionaux d'aménagement de développement durable et d'égalité des territoires \(SRADDET\) par les conseils régionaux et des plans climat air énergie territoriaux \(PCAET\), par les établissements publics de coopération intercommunale](#).

Le rapport réalisé en application de [l'article 68 de la loi relative à l'énergie et au climat](#), portant sur une évaluation de la déclinaison des objectifs nationaux de transition énergétique, transmis le 11 avril 2022 au Parlement, montre que **les SRADDET reflètent bien les dynamiques positives qui se sont enclenchées dans de nombreuses Régions pour s'engager dans la transition bas carbone**. L'agrégation des objectifs des SRADDET et les PCAET au niveau national montre une **cohérence avec les objectifs nationaux pour 2030**. Par contre, ils **s'écartent des objectifs de la SNBC-2 pour l'horizon 2050 tant sur le volet de production d'énergies renouvelables que sur celui de la réduction des émissions de gaz à effet de serre**.

Pour renforcer l'intégration des efforts d'atténuation dans les politiques territoriales, les enjeux **d'articulation et de dialogue entre le niveau national et le niveau local** ont été soulignés par les contributeurs de la concertation publique menée du 2 novembre 2021 au 15 février 2022, afin que chacun se sente impliqué dans le **travail collectif**. Etat et collectivités doivent agir main dans la main, avec, pour le premier, un rôle indispensable de supervision. À leur échelle, les collectivités, œuvrant dans le cadre national défini par l'État, doivent s'investir au plus près des acteurs locaux et des citoyens, grâce à leurs connaissances fines des spécificités de leur territoire.

Pour en savoir plus :

- [Rapport concernant la contribution des SRADDET et des PCAET aux politiques de transition écologique et énergétique](#)

c) Le renforcement de la territorialisation des politiques énergétiques

La Programmation pluriannuelle de l'énergie est un **document de planification national**. A ce titre, la PPE2 qui couvre la période 2019-2028 prévoit entre autres les volumes de développement des énergies renouvelables à l'échelle du territoire métropolitain continental ; la **seule filière territorialisée étant celle de l'éolien en mer avec des objectifs par façade maritime**. La Convention citoyenne pour le climat puis la loi qui s'en est suivie (loi n° 2021-1104 du 22 août 2021 portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets, dite loi climat et résilience) ont souhaité **donner un rôle plus important aux collectivités dans la réalisation des objectifs de la politique énergétique**.

[L'article 83 de la loi climat et résilience](#) prévoit à cet égard :

- la **création d'un comité régional de l'énergie** à l'échelle de chaque région de métropole continentale, qui aura notamment pour mission de **favoriser la concertation, en particulier avec les collectivités territoriales, sur les questions relatives à l'énergie au sein de la région** ;
- la **fixation d'objectifs régionaux de développement des énergies renouvelables** par décret, sur proposition des comités régionaux de l'énergie et après concertation avec les conseils régionaux concernés. Ces objectifs régionaux devront contribuer aux objectifs législatifs nationaux ainsi qu'à ceux fixés dans la PPE, en s'appuyant sur les potentiels d'énergies renouvelables par filière identifiés à la maille régionale.
- la **définition d'une méthode et d'indicateurs communs** permettant de suivre, de façon partagée entre les régions, les collectivités territoriales et l'Etat, le **déploiement et la mise en œuvre des objectifs régionaux** de développement des énergies renouvelables.
- l'engagement, par les régions, **des procédures de mise en compatibilité des SRADDET** (ou le SRCAE en Ile-de-France) **avec les objectifs régionaux**, dans un délai de 6 mois à compter de la publication du décret fixant ces objectifs.

L'éolien en mer fait, pour sa part, l'objet d'une **planification territoriale spécifique, par façade maritime**. La Stratégie Nationale pour la Mer et le Littoral (SNML), déclinée dans les Documents Stratégiques de Façade (DSF), détermine les zones ayant vocation à accueillir de l'éolien en mer. L'objectif est d'avoir une approche cohérente et unifiée entre les deux exercices de programmation afin de prendre en compte l'ensemble des enjeux maritimes et énergétiques.

4. Quels leviers d'action pour les citoyens et les entreprises ?

a) Les citoyens

Si les mesures en faveur du climat prises par l'Etat, les collectivités ou encore les entreprises engendreront inévitablement une évolution de notre quotidien, **les citoyens peuvent également prendre part activement à la transition bas-carbone**.

Notre avenir énergétique se décide maintenant



A l'échelle individuelle, en privilégiant des modes de vie et de consommation respectueux du climat, les citoyens peuvent **devenir des acteurs clés de la transition bas-carbone** en agissant directement sur les émissions (sobriété, pratiques alimentaires, de consommation, de mobilité, dans l'habitat, etc.). Au-delà de ces actions influant directement les émissions des secteurs de la SNBC, les citoyens ont aussi le **pouvoir d'influencer l'économie française, et d'orienter les modes de production et les financements** vers des solutions favorables à la réduction des émissions de gaz à effet de serre, (notamment en privilégiant des achats éco-responsables et les placements verts pour leur épargne).

Exemples d'actions susceptibles d'être conduites à l'échelle individuelle	
Transport	<ul style="list-style-type: none"> - Réduire ses déplacements (pratiquer le télétravail ou le coworking, privilégier le tourisme bas carbone, etc.) - Privilégier les modes de transports les moins consommateurs d'énergie (transports collectifs, pratique des mobilités douces, etc.) - Privilégier un véhicule avec de bonnes performances environnementales
Bâtiment	<ul style="list-style-type: none"> - Rénover son logement - Opter pour des systèmes très économes et utilisant des énergies bas-carbone à la fois pour le chauffage, la climatisation, la cuisson et la production d'eau chaude sanitaire - Régler sa température de consigne pour le chauffage et la climatisation, maîtriser ses consommations d'eau chaude et de cuisson
Agriculture	<ul style="list-style-type: none"> - Faire évoluer ses habitudes alimentaires pour réduire l'impact carbone de son alimentation (s'approvisionner en produits locaux, de saison, durables, peu transformés grâce notamment aux circuits courts, consommer moins de viande etc.) - Réduire ses déchets et le gaspillage alimentaire (adopter des gestes de conservation adaptés à chaque aliment, éviter l'achat de produits emballés grâce à la vente en vrac et à la réutilisation de contenants, etc.)
Forêt-bois	<ul style="list-style-type: none"> - Renforcer le puits de carbone (soutenir la bonne gestion des espaces forestiers en privilégiant les produits certifiés, planter des haies et des arbres sur son terrain en privilégiant des essences locales) - Privilégier les produits bois en favorisant le bois issu de filières locales et de forêts gérées durablement - Optimiser sa valorisation (déposer les produits bois en fin de vie en déchetterie pour qu'ils soient orientés vers des filières de valorisation adaptées, etc.)
Déchets	<ul style="list-style-type: none"> - Entrer dans une démarche de « Zéro Déchet » : prévenir la création de déchets (éviter les produits à usage unique (piles jetables, cotons tiges, serviettes en papier, etc.), privilégier les produits réutilisables et à longue durée de vie (gourdes, sacs en tissu, etc.), limiter ses déchets plastiques en évitant l'achat de produits emballés, etc.) - Maîtriser sa consommation de biens (éviter le suréquipement en évaluant ses besoins préalablement à tout achat, allonger la durée de vie de ses produits, etc.) - Privilégier les produits sobres en carbone sur l'ensemble de leur cycle de vie (privilégier en priorité l'achat de produits issus de filières d'économie circulaire, etc.)
Production d'énergie	<ul style="list-style-type: none"> - S'orienter vers les énergies décarbonées (choisir un fournisseur d'énergies décarbonées pour la consommation de son logement, produire soi-même de

l'électricité renouvelable par exemple grâce à l'installation de panneaux photovoltaïques sur le toit de son logement, participer à des projets citoyens et coopératifs d'énergie renouvelable)
- Adopter des comportements sobres en énergie et opter pour des équipements performants (reporter une partie de sa consommation d'électricité sur les périodes « heures creuses », privilégier les solutions les moins consommatrices d'énergie)

Exemples d'actions susceptibles d'être conduites à l'échelle individuelle

b) Les entreprises

Les [acteurs économiques](#) sont **directement responsables de la transformation de notre économie** : leurs choix stratégiques de décarbonation et leurs investissements dans des technologies moins émissives ou plus efficaces, permettent de réduire les émissions de GES, dans le cadre fixé par le Gouvernement et avec le soutien de la puissance publique, tout en préservant la compétitivité du tissu économique national.

Dans ce contexte, la Loi Grenelle II a introduit en 2010 le **dispositif des bilans d'émissions de gaz à effet de serre (BEGES)**. Le BEGES correspond à la réalisation d'une **évaluation du volume de gaz à effet de serre émis sur une année** par les activités d'une organisation et d'un **plan d'action de réduction de ces émissions**, qui présente les objectifs de réduction, les moyens et les actions envisagés à cette fin. Le BEGES est obligatoire tous les quatre ans pour les personnes morales de droit privé de plus de 500 salariés (250 en outre-mer), ainsi que pour les services de l'Etat, les établissements publics et les collectivités. Il **constitue un prérequis pour la définition d'une stratégie de décarbonation pertinente pour une organisation**.

Par ailleurs, un nombre croissant d'entreprises **s'engagent également de manière volontaire pour rendre leurs activités compatibles avec les objectifs de l'Accord de Paris et de la SNBC**. Par exemple :

- l'**initiative internationale [Science Based Targets \(SBTi\)](#)**, pilotée par UN Global Compact, WWF, WRI (World Resources Institute) et la CDP (Carbon Disclosure Project), **offre un cadre scientifiquement robuste aux entreprises pour les aider à se fixer des objectifs de réduction d'émissions de gaz à effet de serre** ;
- l'**initiative [ACT](#)** (« Assessing low Carbon Transition ») développée par l'ADEME, fournit un **cadre méthodologique permettant la définition de la stratégie climat d'une entreprise**, mais aussi l'évaluation des moyens et actions mis en œuvre pour atteindre ses objectifs de réduction.

Notre avenir énergétique se décide maintenant



Annexe 1 – Fiches de synthèses des scénarios « AMS SNBC2 », « Futurs énergétiques 2050 » et « Transition(s) 2050 »

Cette annexe présente des tableaux de synthèse pour les 8 scénarios étudiés, en ce qui concerne les hypothèses et résultats pour les trajectoires de consommation d'énergie. Le format de présentation a été harmonisé afin de faciliter la comparaison. Toutefois, ces différents scénarios ayant été réalisés à des dates et selon des processus distincts, les formats des données peuvent donc ne pas correspondre parfaitement. Afin de garder une présentation relativement courte, ils résumant et simplifient fortement les éléments contenus dans ces scénarios, dont le détail peut être consultés sur les pages relatives à chacun :

- Le [scénario ayant servi de base à l'élaboration de la SNBC](#) en vigueur (SNBC-2), appelé scénario « AMS SNBC2 » (avec mesures supplémentaires). Il s'agit du scénario objectif de référence actuel pour l'atténuation ;
- Les 3 scénarios de consommation issus de l'étude « [Futurs énergétiques 2050](#) » de RTE ;
- Les 4 scénarios issus de l'étude « [Transition\(s\) 2050](#) » de l'ADEME.

Enfin, ces éléments ont également été mis à disposition sous format tableur sur le site de la concertation, afin de pouvoir comparer plus facilement deux scénarios en masquant des colonnes par exemple.

Notre avenir énergétique se décide maintenant



SCÉNARIO DGEC SNBC 2 – AMS

Narratif général		Scénario ayant servi de base à la SNBC2, en tant que trajectoire cible pour les politiques énergétiques et climatiques. Il vise à atteindre l'ensemble des objectifs nationaux, en restant prudent sur les paris technologiques, en donnant une place importante aux actions d'efficacité énergétique et dans une certaine mesure, de sobriété.
Bâtiments	Evolution du parc	Parc de logements d'environ 32,5M en 2030 et 35,6M en 2050 (contre 28M actuellement) Surface tertiaire d'environ 1050Mm ² en 2030 et 1140Mm ² en 2050 (contre 965 actuellement)
	Usages et sobriété	Baisse de la température de consigne de chauffage de 1°C en moyenne par rapport à la situation actuelle. Quasi maintien du niveau d'équipement en électroménager mais évolution vers des équipements plus efficaces. Hausse maîtrisée du besoin en climatisation grâce à des mesures de sobriété, des bâtiments performants et des équipements efficaces.
	Niveau de performance du parc	Parc résidentiel atteignant en moyenne le niveau Bâtiment Basse Consommation (BBC) à l'horizon 2050 Rénovation importante du parc tertiaire également pour atteindre -60% de consommation sur les bâtiments de plus de 2000 m ² , -50% sur les bâtiments de 1000 à 2000 m ² , -40% sur les bâtiments de 500 à 1000 m ²
	Vecteurs énergétiques utilisés	Disparition complète des énergies fossiles au profit des EnR et des réseaux de chaleur. L'électricité représente environ 45% de la consommation totale en 2030, et un peu plus de 50% en 2050 (contre 40% actuellement)
	Consommation finale	Consommation finale de 600TWh en 2030 et 460TWh en 2050 (contre 770TWh aujourd'hui) Consommation électrique de 270TWh en 2030 et 250TWh en 2050 (contre 300TWh aujourd'hui)
Transports	Niveau de demande	Hausse du trafic en passager.km de 7% en 2030 et 26% en 2050 (hors aérien international) Hausse du trafic de marchandises en tonnes.km de 17% en 2030 et 40% en 2050
	Usages et sobriété	10% de télétravail en moyenne en 2050 Part modale du vélo en nombre de déplacement multipliée par 4 en 2030 et par 5 en 2050 par rapport aux niveaux actuels. Environ 34M de véhicules particuliers en circulation en 2030, et 36M en 2050 (contre 32M actuellement)
	Part des véhicules électriques (VE) et hybrides rechargeables (VHR) dans les ventes de véhicules neufs	Part de véhicules électriques (VE) (véhicules hybrides rechargeables (VHR)) dans les ventes de véhicules particuliers de 35% (11%) en 2030 et 100% en 2050 (0%) Part de VE dans les ventes de véhicules utilitaires légers de 34% en 2030 et 80% en 2050 Part de VE dans les ventes de véhicules lourds de 8% en 2030 et 30% en 2050
	Hors routier	Augmentation du trafic aérien vers les DROM et l'international de 60% en 2030 et 110% en 2050 (+12% pour l'intra- métropole), incorporation progressive de biocarburants mais pas de carburants de synthèse. Une stabilité des soutes maritimes internationales (la croissance du trafic maritime étant compensée par les gains d'efficacité énergétique), incorporation progressive de biogaz mais pas de carburants de synthèse. Augmentation du trafic ferroviaire de marchandises de 18% en 2030 et 53% en 2050, électrification totale à terme (en partie <i>via</i> l'H2).

Notre avenir énergétique se décide maintenant



	Consommation finale	<p>Consommation finale globale hors soutes de 400TWh en 2030 et 200TWh en 2050 (contre 510TWh actuellement)</p> <p>Consommation électrique de 35TWh en 2030 et 95TWh en 2050 (contre 11TWh actuellement)</p> <p>Consommation des soutes internationales de 98TWh en 2030 et 130TWh en 2050 (contre 90TWh actuellement)</p>
Industrie	Narratif sur la réindustrialisation	Scénario prévoyant une réindustrialisation assez volontariste, en même temps qu'une baisse de la consommation de biens manufacturés ; ce qui conduit globalement à un niveau de production physique quasi-constant pour les industries grandes consommatrices d'énergie et en croissance pour les industries diffuses.
	Efforts d'efficacité énergétique et de décarbonation	<p>Baisse de consommation énergétique par unité de production de 15% à 40% d'ici 2050 selon les filières</p> <p>Passage d'un taux d'électrification des procédés d'environ 30% aujourd'hui à 70% en 2050.</p> <p>L'hydrogène représente environ 15% des consommations pour les procédés non énergétiques en 2030 et 33% en 2050.</p>
	Consommation finale	<p>Consommation finale énergétique (hors raffinage) de 260TWh en 2030 et 250TWh en 2050 (contre 300TWh aujourd'hui)</p> <p>Consommation électrique de 110TWh en 2030 et 180TWh en 2050 (contre 120TWh aujourd'hui)</p>
Production d'énergie	Ressource en biomasse énergétique mobilisée	<p>Exploitation dynamique de la biomasse forestière, à destination essentiellement d'usages matériau. Forte augmentation de la biomasse d'origine agricole (cultures intermédiaires, effluents, etc.). Pas d'importation de biomasse énergétique depuis d'autres pays.</p> <p>Volume de biomasse énergétique solide de 110 TWh en 2050</p> <p>Volume de biocarburants de 150 TWh en 2050</p> <p>Volume de biogaz 150 TWh en 2050</p>
	Production de H2 par électrolyse	<p>Production de H2 de 20 TWh en 2030 et 40 TWh en 2050.</p> <p>Pas d'importation de H2 depuis d'autres pays.</p>
Capture et Stockage technologique du carbone (CCS)	Niveau du puits technologique, dont Capture directe dans l'air	<p>1 MtCO2 en 2030, 15 MtCO2 en 2050</p> <p>Pas de capture directe dans l'air</p>
	Consommation électriques associée, dont Capture directe dans l'air	<i>Non chiffré spécifiquement</i>
Résultat global	Emissions brutes résiduelles de GES (hors CCS et puits de carbone)	310 MtCO2e en 2030, 80 MtCO2e en 2050 (contre 418 MtCO2e en 2021).
	Consommation finale énergétique (hors soutes), part de l'électricité	<p>En 2019, consommation énergétique finale de 1620 TWh, dont 39% combustibles liquides, 21% combustibles gazeux, 14% ENR thermiques et chaleur, 27% électricité.</p> <p>En 2030, consommation énergétique finale de 1320 TWh, dont 30% combustibles liquides, 20% combustibles gazeux, 18% ENR thermiques et chaleur, 32% électricité.</p> <p>En 2050, consommation énergétique finale de 930 TWh, dont 1% combustibles liquides, 13% combustibles gazeux, 29% ENR thermiques et chaleur, 57% électricité.</p>

Notre avenir énergétique se décide maintenant



	Production totale d'électricité nécessaire	Production totale d'électricité de 560TWh en 2019, dont environ 60TWh exportés. Production totale d'électricité de 630TWh en 2030, dont environ 120TWh exportés. Production totale d'électricité de 650TWh en 2050, dont environ 10TWh exportés.
--	---	--

Notre avenir énergétique se décide maintenant



SCENARIO RTE « FUTURS ENERGETIQUES 2050 » - SCENARIO CENTRAL

Narratif général		Électrification progressive (en substitution aux énergies fossiles) et ambition forte sur l'efficacité énergétique (orientations de la SNBC). Hypothèse de poursuite de la croissance économique (+1,3 % à partir de 2030) et démographique (scénario fécondité basse de l'INSEE). La trajectoire de référence suppose un bon degré d'efficacité des politiques publiques et des plans (relance, hydrogène, industrie). L'industrie manufacturière croît et sa part dans le PIB cesse de se contracter. Prise en compte de la rénovation des bâtiments mais aussi de l'effet rebond associé.
Bâtiments	Evolution du parc	Parc de logements d'environ 31,4 M en 2030 et 34,0 M en 2050 (contre 29 M actuellement). Surface tertiaire d'environ 1030Mm ² en 2030 et 1060Mm ² en 2050 (contre 965 actuellement)
	Usages et sobriété	Pas de modification sur la consigne de chauffage (environ 20°C). Besoin d'eau chaude sanitaire stable. Progression de l'efficacité énergétique des équipements. Développement tendanciel du télétravail
	Niveau de performance du parc	Parc équivalent proche de BBC en 2050 (résidentiel et tertiaire)
	Vecteurs énergétiques utilisés	L'électricité représente 57% de la consommation totale en 2050 (contre environ 40% actuellement)
	Consommation finale	Consommation finale de 436 TWh en 2050 (contre 746 aujourd'hui). Consommation électrique de 248 TWh en 2050 (contre 291 aujourd'hui)
Transports	Niveau de demande	Hausse du trafic en passager.km de 4% en 2030 par rapport à 2019 et de 10% en 2050 (hors aérien international). Hausse du trafic de marchandises en tonnes.km de 6% en 2030 et 29% en 2050
	Usages et sobriété	20% de télétravail en moyenne sur les emplois qui s'y prêtent (près d'un tiers des emplois). Part modale du vélo en Gpkm (giga passanger-kilometre) multipliée par 5 en 2050 par rapport aux niveaux actuels. Environ 32M de véhicules particuliers en circulation en 2030, et 31,5 en 2050 (contre 32 actuellement)
	Part des véhicules électriques (VE) et hybrides rechargeables (VHR) dans les ventes de véhicules neufs	Part de VE (VHR) dans les ventes de véhicules particuliers de 45% (15%) en 2030 et 100% en 2050 (0%). Part de VE dans les ventes de véhicules utilitaires légers de 33% en 2030 et 76% en 2050. Part du parc de camions électrifiée de 2% en 2030 et de 21% en 2050
	Hors routier	Trafic aérien : légère baisse de la part modale à 1,4% en 2050 (contre 1,7% aujourd'hui). Soutes internationales : idem SNBC. Augmentation du trafic ferroviaire marchandises de 24% en 2030 et 65% en 2050
	Consommation finale	Consommation finale globale hors soutes de 175 TWh en 2050 (contre 500 actuellement). Consommation électrique de 32,5 TWh en 2030 et 99 TWh en 2050 (contre 13 actuellement)
Industrie	Narratif sur la réindustrialisation	Scénario retenant une inflexion résolue de la tendance actuelle d'évolution de l'activité industrielle, consistant en un arrêt de la dynamique de long terme de désindustrialisation et en une stabilisation de la part de l'industrie manufacturière dans le PIB à environ 10 % en 2050.
	Efforts d'efficacité énergétique et de décarbonation	Baisse de consommation énergétique par unité de production de 20 à 50% d'ici 2050 selon les filières. Passage d'un taux d'électrification des procédés d'environ 30% aujourd'hui à 62% en 2050..

Notre avenir énergétique se décide maintenant



	Consommation finale	Consommation finale énergétique (hors raffinage) de 290 TWh en 2050 (contre 320 en 2019). Consommation électrique de 180 TWh en 2050 (contre 113 en 2019)
Production d'énergie	Ressource en biomasse énergétique mobilisée	Reprise du cadrage SNBC2
	Production de H2 par électrolyse	Production de H2 de 18 TWh _{PCI} en 2030 et de 35 TWh _{PCI} en 2050, hors besoins pour le système électrique. Pas d'importation de H2 depuis d'autres pays.
Capture et Stockage technologique du carbone (CCS)	Niveau du puits technologique, dont Capture directe dans l'air	Reprise du cadrage SNBC2
	Consommation électriques associée, dont Capture directe dans l'air	Reprise du cadrage SNBC2
Résultat global	Emissions brutes résiduelles de GES (hors CCS et puits de carbone)	Reprise du cadrage SNBC2
	Consommation finale énergétique (hors sources), part de l'électricité	En 2019, consommation énergétique finale de 1620 TWh, dont 27% d'électricité. En 2050, consommation énergétique finale de 930 TWh, dont 58% d'électricité
	Production totale d'électricité nécessaire	En 2019, production totale d'électricité de 535 TWh dont environ 60 TWh exportés. En 2050, production totale d'électricité de l'ordre de 665 TWh dont environ 20 TWh exportés (hors pertes par écrêtement et aux pertes de rendement par stockage qui peuvent représenter des volumes importants dans certains scénarios à forte part en énergies renouvelables).

Notre avenir énergétique se décide maintenant



SCENARIO RTE « FUTUR ENERGETIQUE 2050 » - SCENARIO DIT DE « SOBRIETE »

Narratif général		Les habitudes de vie évoluent dans le sens d'une plus grande sobriété des usages et des consommations (moins de déplacements individuels au profit des mobilités douces et des transports en commun, moindre consommation de biens manufacturés, économie du partage, baisse de la température de consigne de chauffage, recours à davantage de télétravail, sobriété numérique, etc.), occasionnant une maîtrise générale des besoins énergétiques, et donc également électriques.
Bâtiments	Evolution du parc	Parc de logements d'environ 29,2 M en 2030 et 28,9 M en 2050 (contre 29 M actuellement). Surface tertiaire d'environ 980Mm ² en 2030 et 940Mm ² en 2050 (contre 965 actuellement)
	Usages et sobriété	Baisse d'un degré de la température de consigne de chauffage d'ici 2050. Réduction du besoin d'eau chaude sanitaire (-32% en 2050 par rapport à 2019). Mutualisation des équipements et espaces partagés. Progression de l'efficacité énergétique des équipements. Moindre taux d'équipement en climatisation que dans la trajectoire de référence. Développement poussé du télétravail
	Niveau de performance du parc	Parc équivalent proche de BBC en 2050 (résidentiel et tertiaire).
	Vecteurs énergétiques utilisés	L'électricité représente 57% de la consommation totale en 2050 (contre environ 40% actuellement)
	Consommation finale	Consommation finale de 363 TWh en 2050 (contre 746 aujourd'hui). Consommation électrique de 206 TWh en 2050 (contre 291 aujourd'hui)
Transports	Niveau de demande	Stabilisation du trafic en passager.km en 2030 par rapport à 2019 et baisse de 1% en 2050 (hors aérien international). Hausse du trafic de marchandises en tonnes.km de 1% en 2030 et 12% en 2050
	Usages et sobriété	50% de télétravail en moyenne sur les emplois qui s'y prêtent (près d'un tiers des emplois) Part modale du vélo en Gpkm multipliée par 7 en 2050 par rapport aux niveaux actuels. Environ 28,5M de véhicules particuliers en circulation en 2030, et 19,5 en 2050 (contre 32 actuellement)
	Part des véhicules électriques (VE) et hybrides rechargeables (VHR) dans les ventes de véhicules neufs	Part de VE (VHR) dans les ventes de véhicules particuliers de 45% (15%) en 2030 et 100% en 2050 (0%). Part de VE dans les ventes de véhicules utilitaires légers de 33% en 2030 et 76% en 2050. Part du parc de camions électrifiée de 2% en 2030 et de 21% en 2050
	Hors routier	Trafic aérien : baisse de la part modale à 0,5% en 2050 (contre 1,7% aujourd'hui). Soutes internationales : idem SNBC. Augmentation du trafic ferroviaire marchandises de 36% en 2030 et 130% en 2050
	Consommation finale	Consommation finale globale hors soutes de 145 TWh en 2050 (contre 500 actuellement). Consommation électrique de 32 TWh en 2030 et 76 TWh en 2050 (contre 13 actuellement)
	Industrie	Narratif sur la réindustrialisation
	Efforts d'efficacité énergétique et de décarbonation	Baisse de consommation énergétique par unité de production de 20 à 50% d'ici 2050 selon les filières. Passage d'un taux d'électrification des procédés d'environ 30% aujourd'hui à 60% en 2050..
	Consommation finale	Consommation finale énergétique (hors raffinage) de 265 TWh en 2050 (contre 320 en 2019). Consommation électrique de de 160 TWh en 2050 (contre 113 en 2019)

Notre avenir énergétique se décide maintenant



Production d'énergie	Ressource en biomasse énergétique mobilisée	Reprise du cadrage SNBC2
	Production de H2 par électrolyse	Production de H2 de 17 TWh _{PCI} en 2030 et de 33 TWh _{PCI} en 2050, hors besoins pour le système électrique. Pas d'importation de H2 depuis d'autres pays.
Capture et Stockage technologique du carbone (CCS)	Niveau du puits technologique, dont Capture directe dans l'air	Reprise du cadrage SNBC2
	Consommation électriques associée, dont Capture directe dans l'air	Reprise du cadrage SNBC2
Résultat global	Emissions brutes résiduelles de GES (hors CCS et puits de carbone)	Reprise du cadrage SNBC2
	Consommation finale énergétique (hors sources), part de l'électricité	En 2019, consommation énergétique finale de 1620 TWh, dont 27% d'électricité. En 2050, consommation énergétique finale de 800 TWh, dont 56% d'électricité
	Production totale d'électricité nécessaire	En 2019, production totale d'électricité de 535 TWh dont environ 60 TWh exportés. En 2050, production totale d'électricité de l'ordre de 575 TWh dont environ 20 TWh exportés (hors pertes par écrêtement et aux pertes de rendement par stockage qui peuvent représenter des volumes importants dans certains scénarios à forte part en énergies renouvelables).

Notre avenir énergétique se décide maintenant



SCENARIO RTE « FUTUR ENERGETIQUE 2050 » - SCENARIO DIT DE « REINDUSTRIALISATION PROFONDE »

Narratif général		Sans revenir à son niveau du début des années 1990, la part de l'industrie manufacturière dans le PIB s'infléchit de manière forte pour atteindre 12-13 % en 2050. Le scénario modélise un investissement dans les secteurs technologiques de pointe et stratégiques, ainsi que la prise en compte de relocalisations de productions fortement émettrices à l'étranger dans l'optique de réduire l'empreinte carbone de la consommation française.
Bâtiments	Evolution du parc	Parc de logements d'environ 31,4 M en 2030 et 34,0 M en 2050 (contre 29 M actuellement). Surface tertiaire d'environ 1030Mm ² en 2030 et 1080Mm ² en 2050 (contre 965 actuellement)
	Usages et sobriété	Pas de modification sur la consigne de chauffage (env. 20°C). Besoin d'eau chaude sanitaire stable. Progression de l'efficacité énergétique des équipements. Développement tendanciel du télétravail
	Niveau de performance du parc	Parc équivalent proche de BBC en 2050 (résidentiel et tertiaire).
	Vecteurs énergétiques utilisés	L'électricité représente 57% de la consommation totale en 2050 (contre environ 40% actuellement)
	Consommation finale	Consommation finale de 437 TWh en 2050 (contre 746 aujourd'hui). Consommation électrique de 249 TWh en 2050 (contre 291 aujourd'hui)
Transports	Niveau de demande	Hausse du trafic en passager.km de 4% en 2030 par rapport à 2019 et de 10% en 2050 (hors aérien international). Hausse du trafic de marchandises en tonnes.km de 6% en 2030 et 29% en 2050
	Usages et sobriété	20% de télétravail en moyenne sur les emplois qui s'y prêtent (près d'un tiers des emplois). Part modale du vélo en Gpkm multipliée par 5 en 2050 par rapport aux niveaux actuels.. Environ 32M de véhicules particuliers en circulation en 2030, et 31,5 en 2050 (contre 32 actuellement)
	Part des véhicules électriques (VE) et hybrides rechargeables (VHR) dans les ventes de véhicules neufs	Part de VE (VHR) dans les ventes de véhicules particuliers de 45% (15%) en 2030 et 100% en 2050 (0%). Part de VE dans les ventes de véhicules utilitaires légers de 33% en 2030 et 76% en 2050 . Part du parc de camions électrifiée de 2% en 2030 et de 21% en 2050
	Hors routier	Trafic aérien : légère baisse de la part modale à 1,4% en 2050 (contre 1,7% aujourd'hui). Soutes internationales : idem SNBC. Augmentation du trafic ferroviaire marchandises de 18% en 2030 et 53% en 2050
	Consommation finale	Consommation finale globale hors soutes de 17 5TWh en 2050 (contre 500 actuellement). Consommation électrique de 32,5 TWh en 2030 et 99 TWh en 2050 (contre 13 actuellement)
	Industrie	Narratif sur la réindustrialisation
	Efforts d'efficacité énergétique et de décarbonation	Baisse de consommation énergétique par unité de production de 20 à 50% d'ici 2050 selon les filières. Passage d'un taux d'électrification des procédés d'environ 30% aujourd'hui à 65% en 2050..
	Consommation finale	Consommation finale énergétique (hors raffinage) de 380 TWh en 2050 (contre 320 en 2019). Consommation électrique de 239 TWh en 2050 (contre 113 en 2019)

Notre avenir énergétique se décide maintenant



Production d'énergie	Ressource en biomasse énergétique mobilisée	Reprise du cadrage SNBC2
	Production de H2 par électrolyse	Production de H2 de 30 TWh _{PCI} en 2030 et de 60 TWh _{PCI} en 2050, hors besoins pour le système électrique. Pas d'importation de H2 depuis d'autres pays.
Capture et Stockage technologique du carbone (CCS)	Niveau du puits technologique, dont Capture directe dans l'air	Reprise du cadrage SNBC2
	Consommation électriques associée, dont Capture directe dans l'air	Reprise du cadrage SNBC2
Résultat global	Emissions brutes résiduelles de GES (hors CCS et puits de carbone)	Reprise du cadrage SNBC2
	Consommation finale énergétique (hors sources), part de l'électricité	En 2019, consommation énergétique finale de 1620 TWh, dont 27% d'électricité. En 2050, consommation énergétique finale de 1015 TWh, dont 59% d'électricité
	Production totale d'électricité nécessaire	En 2019, production totale d'électricité de 535 TWh dont environ 60 TWh exportés. En 2050, production totale d'électricité de l'ordre de 770 TWh dont environ 20 TWh exportés (hors pertes par écrêtement et aux pertes de rendement par stockage qui peuvent représenter des volumes importants dans certains scénarios à forte part en énergies renouvelables).

SCÉNARIO ADEME TRANSITION(S) 2050 – S1 “GÉNÉRATION FRUGALE”

Narratif général		<p>Cf. Synthèse ou résumé exécutif Transition(s) 2050</p> <p>Premier scénario contrasté construit par l'ADEME pour nourrir le débat public sur le chemin de transition vers une neutralité carbone en 2050. Il donne une place plus importante aux actions d'économie d'énergie et de sobriété choisie ou contrainte. Des transformations importantes dans les façons de se déplacer, se chauffer, s'alimenter, acheter et utiliser des équipements, permettent l'atteinte de la neutralité carbone sans impliquer de technologies de captage et de stockage de carbone, non éprouvées et incertaines à grande échelle. Ce scénario repose sur la diffusion importante de solutions techniques existantes.</p>
Bâtiments	Evolution du parc	<p>Parc de logements (résidences principales) d'environ 31M en 2030 et 32M en 2050 (contre 28M actuellement).</p> <p>Le nombre de logements construits annuellement baisse significativement. Le besoin en logement baisse (ralentissement de la croissance démographique, pratiques de cohabitation des personnes âgées). Les besoins créés par l'augmentation de la population sont absorbés principalement par l'optimisation du parc de bâtiments existants (transformation de résidences secondaires en principales, résorption de la vacance). Les résidences secondaires sont mutualisées. La part de la maison individuelle dans la construction neuve baisse de façon importante (15% en 2050 contre 45% en 2015) dans une logique de sobriété foncière.</p> <p>Surface tertiaire d'environ 936 Mm² en 2030 et 832 Mm² en 2050 (contre 965 actuellement) : la surface tertiaire baisse du fait d'une meilleure utilisation du parc, mais aussi des mutations dans les bureaux (télétravail) et le commerce.</p>
	Usages et sobriété	<p>Pour le chauffage, des comportements de restriction se développent en début de période (ex : ne chauffer que certaines pièces). 30% des ménages baissent la température de consigne moyenne de 2°C en 2030, ce chiffre descend à 10% en 2050, la rénovation des bâtiments permettant d'obtenir une température de confort sans restriction.</p> <p>Pour l'eau chaude sanitaire, la sobriété se traduit par des usages plus sobres et un meilleur dimensionnement des chauffe-eaux, ce qui permet une baisse de 20% du volume d'eau chaude utilisé par ménage en 2050</p> <p>Pour la climatisation, les usages sobres (température de consigne à 26°C, recours à des solutions <i>low tech</i> comme les brasseurs d'air pour les périodes non caniculaires) permettent de baisser la consommation de climatisation par rapport à 2020.</p> <p>Pour les usages électroménagers et électroniques, les usages sobres se développent (baisse du nombre de petits équipements par ménage, de leur utilisation – par exemple, moindre recours aux sèche-linges car bâtiments mieux adaptés pour faire sécher son linge à l'air libre, augmentation de la durée de vie des équipements...). Les usages du numérique (et les éventuels objets connectés) sont réservés à la transition (régulation du bâtiment), l'inclusion sociale (autonomie des personnes âgées) ou le télétravail, ce qui permet de limiter le volume de données numériques et la consommation des <i>data centers</i>.</p>
	Niveau de performance du parc	<p>79% des logements existants en 2015 sont rénovés à un niveau BBC-rénovation ou plus en 2050. 80% des surfaces tertiaires a suivi la trajectoire du dispositif éco-énergie tertiaire (c'est-à-dire une diminution de 60% de ses consommations d'énergie finale par rapport à 2010) : cela signifie que toutes les surfaces de plus de 1000 m² ont été rénovées, ainsi que des surfaces plus petites.</p> <p>La réglementation sur le neuf pousse vers davantage de performance sur les bâtiments neufs, et ce dès 2030.</p>

Notre avenir énergétique se décide maintenant



	Vecteurs énergétiques utilisés	Disparition complète des énergies fossiles au profit des EnR, des réseaux de chaleur, de l'électricité et du gaz décarboné (88%). Le fioul disparaît dès 2030. L'électricité représente environ 46% de la consommation totale en 2030, et 47% en 2050 (contre 40% actuellement).
	Consommation finale	Consommation finale de 505 TWh en 2030 et 374 TWh en 2050 (contre 770 aujourd'hui) Consommation électrique de 231 TWh en 2030 et 177 TWh en 2050 (contre 300 aujourd'hui)
Transports	Niveau de demande	Baisse du trafic en passager.km de 8% en 2030 et 22% en 2050 (hors aérien international) par rapport à aujourd'hui. Baisse du trafic de marchandises en tonnes.km de 25% en 2030 et 27% en 2050.
	Usages et sobriété	Télétravail accru (non quantifié, élément de récit) Part modale du vélo en nombre de déplacements multipliée par 3,5 en 2030 et par 11,5 en 2050 par rapport aux niveaux actuels. Environ 30,3 M de véhicules particuliers en circulation en 2030, et 20 en 2050 (contre 32M actuellement).
	Part des véhicules électriques (VE) et hybrides rechargeables (VHR) dans les ventes de véhicules neufs	Part de VE (VHR) dans les ventes de véhicules particuliers de 44% (13%) en 2030 et 100% en 2050 (0%). Part de VE dans les ventes de véhicules utilitaires légers de 17% en 2030 et 57% en 2050. Part de VE dans les ventes de véhicules lourds de 1% en 2030 et 11% en 2050.
	Hors routier	Diminution par rapport à aujourd'hui du trafic aérien vers les DROM et l'international de 21% en 2030 et 47% en 2050 (-57% en 2030 et -90% en 2050 pour l'intra- Métropole). Pas de carburants de synthèse. Réduction des soutes maritimes internationales de 20% en 2030 et 52% en 2050 (baisse de trafic maritime et gains d'efficacité énergétique), incorporation progressive de 5% de GNL en 2030 et 2050 (avec les mêmes hypothèses d'incorporation de biogaz que le réseau), pas de carburants de synthèse. Augmentation du trafic ferroviaire marchandises de 3% en 2030 et 12% en 2050, électrification partielle (en partie <i>via</i> l'hydrogène, trains hybrides électriques caténaire + batteries, et le reliquat en biocarburants/biogaz).
	Consommation finale	Consommation finale globale hors soutes de 362 TWh en 2030 et 136 TWh en 2050 (contre 510 actuellement). Consommation électrique de 27 TWh en 2030 et 52 TWh en 2050 (contre 11 actuellement). Consommation des soutes internationales de 53 TWh en 2030 et 34 TWh en 2050 (contre 90 actuellement).
Industrie	Narratif sur la réindustrialisation	Scénario prévoyant une préférence pour le Made In France, s'exprimant notamment dans l'aluminium, les matériaux de construction, le verre ou l'ammoniac ; celle-ci ne permet cependant pas de compenser la forte baisse de consommation de biens manufacturés, liée au contexte de sobriété. L'indice de production industrielle se contracte ainsi de 35%, les principales baisses concernant la production de matériaux de construction, la sidérurgie et la chimie des plastiques. Les secteurs du bois, de l'aluminium et du papier-carton figurent comme exceptions dans ce contexte de production baissière.
	Efforts d'efficacité énergétique et de décarbonation	Efforts modérés d'efficacité énergétique, dans un contexte de recul de production peu favorable aux investissements. Faible électrification directe des procédés industriels, qui atteint 38% des consommations énergétiques (hors matières premières), contre 30% en 2014. Le mix énergétique se tourne préférentiellement vers une pénétration des usages de biomasse et de gaz réseau (décarboné à 88%).

Notre avenir énergétique se décide maintenant



		L'hydrogène représente 4% des consommations énergétiques (dont matières premières) de l'industrie en 2030 et 5% en 2050.
	Consommation finale	Consommation finale pour usages énergétiques (hors raffinage et hors intrants de production non énergétiques) de 276 TWh en 2030 et 185 TWh en 2050 (contre 323 TWh aujourd'hui). Consommation électrique de 98 TWh en 2030 et 69 TWh en 2050 (contre 115 TWh aujourd'hui).
Production d'énergie	Ressource en biomasse énergétique mobilisée	Récolte de bois en forêt constante (comparativement au niveau de 2017) pour préserver le stockage de carbone dans les écosystèmes (volumes récoltés constants). Par conséquent, puits de carbone naturels maximal dans ce scénario. Augmentation du bois hors forêt (haies, bois de récupération) et développement mesuré de cultures lignocellulosiques (taillis à courte rotation, miscanthus). Forte augmentation de la biomasse d'origine agricole mobilisée (cultures intermédiaires, résidus de culture, effluents d'élevage...). Pas de cultures énergétiques pour la méthanisation. Priorité donnée aux usages combustion (bois énergie) et méthanisation pour la consommation de biomasse. Développement modéré des biocarburants conventionnels et quasiment nul des biocarburants avancés Consommation de biomasse en 2050 (énergie primaire) : <ul style="list-style-type: none"> - Usage en combustion : 137 TWh - Usage en biocarburants : 44 TWh - Usage en méthanisation : 109 TWh
	Production de H2 par électrolyse	Consommation de H2 de 17 TWh en 2030 et 52 TWh en 2050. Pas d'importation de H2 depuis d'autres pays.
Capture et Stockage technologique du carbone (CCS)	Niveau du puits technologique, dont Capture directe dans l'air	Pas de puits technologiques
	Consommation électriques associée, dont Capture directe dans l'air	Pas de puits technologiques
Résultat global	Emissions brutes résiduelles de GES (hors CCS et puits de carbone)	244 MtCO2e en 2030, 73 MtCO2e en 2050.
	Consommation finale énergétique (hors sources), part de l'électricité	En 2019, consommation énergétique finale de 1620 TWh, dont 39% combustibles liquides, 21% combustibles gazeux, 14% ENR thermiques et chaleur, 27% électricité. En 2030, consommation énergétique finale de 1187 TWh, dont 29% combustibles liquides, 18% combustibles gazeux, 22% ENR thermiques et chaleur, 31% électricité. En 2050, consommation énergétique finale de 710 TWh, dont 5% combustibles liquides, 15% combustibles gazeux, 37% ENR thermiques et chaleur, 43% électricité.

Notre avenir énergétique se décide maintenant



	Production totale d'électricité nécessaire	Production totale d'électricité de 560 TWh en 2019, dont environ 60TWh exportés. Production totale d'électricité de 553 TWh en 2030, dont environ 168 TWh exportés. Production totale d'électricité de 411 TWh en 2050, dont environ 141 TWh exportés.
--	---	--

SCÉNARIO ADEME TRANSITION(S) 2050 – S2 “COOPÉRATIONS TERRITORIALES”

Narratif général		<p>Cf. Synthèse ou résumé exécutif Transition(s) 2050</p> <p>Deuxième scénario contrasté construit par l'ADEME pour nourrir le débat public sur le chemin de transition vers une neutralité carbone en 2050. Il mobilise une moindre sobriété que le premier scénario et une plus grande diversité de leviers d'innovation organisationnelle, technologique, d'aménagement du territoire dans le cadre d'une planification collective. Des transformations importantes dans les façons de se déplacer, se chauffer, s'alimenter, acheter et utiliser des équipements, permettent l'atteinte de la neutralité carbone sans impliquer de technologies de captage et stockage de carbone, non éprouvées et incertaines à grande échelle.</p>
Bâtiments	Evolution du parc	<p>Parc de logements (résidences principales) d'environ 31 M en 2030 et 32 M en 2050 (contre 28M actuellement).</p> <p>Le nombre de logements construits annuellement baisse significativement. Le besoin en logement baisse (ralentissement de la croissance démographique, pratiques de cohabitation des personnes âgées). Les besoins créés par l'augmentation de la population sont absorbés principalement par optimisation du parc de bâtiments existants (transformation de résidences secondaires en principales, résorption de la vacance). Les résidences secondaires sont mutualisées. La part de la maison individuelle dans la construction neuve baisse de façon importante (15% en 2050 contre 45% en 2015) dans une logique de sobriété foncière.</p> <p>Surface tertiaire d'environ 937 Mm² en 2030 et 834 Mm² en 2050 (contre 965 actuellement) : la surface tertiaire baisse du fait d'une meilleure utilisation du parc, mais aussi des mutations dans les bureaux (télétravail) et le commerce.</p>
	Usages et sobriété	<p>Pour le chauffage, des comportements de restriction se développent en début de période (ex : ne chauffer que certaines pièces). 20% des ménages baissent la température de consigne moyenne de 1°C en 2030, ce chiffre descend à 10% en 2050, la rénovation des bâtiments permettant d'obtenir une température de confort sans restriction.</p> <p>Pour l'eau chaude sanitaire, la sobriété se traduit par des usages plus sobres et un meilleur dimensionnement des chauffe-eaux, ce qui permet une baisse de 10% du volume d'eau chaude utilisé par ménage en 2050</p> <p>Pour la climatisation, les usages sobres (température de consigne à 26°C, recours à des solutions <i>low tech</i> comme les brasseurs d'air pour les périodes non caniculaires) permettent de baisser la consommation de climatisation par rapport à 2020.</p> <p>Pour les usages électroménagers et électroniques, les usages sobres, et notamment la mutualisation d'équipements (petit électroménager occasionnel, lave-linge...) se développent (baisse du nombre de petits équipements par ménage, de leur utilisation – par exemple, moindre recours aux sèche-linges car les bâtiments sont mieux adaptés pour faire sécher son linge à l'air libre, augmentation de la durée de vie des équipements...). Les usages du numérique (et les éventuels objets connectés) sont réservés à la transition (régulation du bâtiment), l'inclusion sociale (autonomie des personnes âgées) ou le télétravail, ce qui permet de limiter le volume de données numériques et la consommation des <i>data centers</i>.</p>
	Niveau de performance du parc	<p>80% des logements existants en 2015 sont rénovés à un niveau BBC-rénovation ou plus en 2050. 70% des surfaces tertiaires a suivi la trajectoire du dispositif éco-énergie tertiaire (c'est-à-dire une diminution de 60% de ses consommations</p>

Notre avenir énergétique se décide maintenant



		d'énergie finale par rapport à 2010) : cela signifie que toutes les surfaces de plus de 1000 m ² ont été rénovées. La réglementation sur le neuf pousse vers davantage de performance sur les bâtiments neufs, et ce dès 2030.
	Vecteurs énergétiques utilisés	Disparition complète des énergies fossiles au profit des EnR, des réseaux de chaleur, de l'électricité et du gaz décarboné (à 84%). Le fioul disparaît en 2040. L'électricité représente environ 45% de la consommation totale en 2030, et 48% en 2050 (contre 40% actuellement).
	Consommation finale	Consommation finale de 530 TWh en 2030 et 396 TWh en 2050 (contre 770 TWh aujourd'hui) Consommation électrique de 238 TWh en 2030 et 188 TWh en 2050 (contre 300 TWh aujourd'hui)
Transports	Niveau de demande	Baisse du trafic en passager.km de 4% en 2030 et 9% en 2050 (hors aérien international). Baisse du trafic de marchandises en tonnes.km de 14% en 2030 et 24% en 2050.
	Usages et sobriété	Télétravail accru (non quantifié, élément de récit) Part modale du vélo en nombre de déplacement multipliée par 5,2 en 2030 et par 15,8 en 2050 par rapport aux niveaux actuels. Environ 32,5 M de véhicules particuliers en circulation en 2030, et 24,9 en 2050 (contre 32M actuellement).
	Part des véhicules électriques (VE) et hybrides rechargeables (VHR) dans les ventes de véhicules neufs	Part de VE (VHR) dans les ventes de véhicules particuliers de 61% (8%) en 2030 et 93% en 2050 (3%). Part de VE dans les ventes de véhicules utilitaires légers de 16% en 2030 et 66% en 2050. Part de VE dans les ventes de véhicules lourds de 4% en 2030 et 49% en 2050.
	Hors routier	Augmentation du trafic aérien vers les DROM et l'international de +2% en 2030 et une diminution de 19% en 2050 (-25% en 2030 et -50% en 2050 pour l'intra-Métropole). Incorporation de biocarburants et carburants de synthèse après 2030 (9,1 TWh de <i>Power-to-Liquid</i> en 2050). Réduction des soutes maritimes internationales de 10% en 2030 et 39% en 2050 (baisse de trafic maritime et gains d'efficacité énergétique), incorporation progressive de 5% de GNL en 2030 et 10% en 2050 (avec les mêmes hypothèses d'incorporation de biogaz que le réseau), pas de carburants de synthèse. Augmentation du trafic ferroviaire de marchandises de 28% en 2030 et 52% en 2050, électrification partielle (en partie <i>via</i> l'H ₂ , trains hybrides électriques caténaire + batteries, et le reliquat en biocarburants/biogaz).
	Consommation finale	Consommation finale globale hors soutes de 362 TWh en 2030 et 138 TWh en 2050 (contre 510 actuellement). Consommation électrique de 35 TWh en 2030 et 70 TWh en 2050 (contre 11 actuellement). Consommation des soutes internationales de 67 TWh en 2030 et 47 TWh en 2050 (contre 90 actuellement).
	Industrie	Narratif sur la réindustrialisation

Notre avenir énergétique se décide maintenant



	Efforts d'efficacité énergétique et de décarbonation	Efforts importants d'efficacité énergétique, soutenus par la planification publique. Faible électrification directe des procédés industriels, qui atteint 36% des consommations énergétiques (hors matières premières), contre 30% en 2014. Le mix énergétique se tourne préférentiellement vers une pénétration des usages de biomasse et de gaz réseau (décarboné à 82%). L'hydrogène représente 7% des consommations énergétiques (dont matières premières) de l'industrie en 2030 et 10% en 2050.
	Consommation finale	Consommation finale pour usages énergétiques (hors raffinage et hors intrants de production non énergétiques) de 310 TWh en 2030 et 217 TWh en 2050 (contre 323 aujourd'hui). Consommation électrique de 108 TWh en 2030 et 79 TWh en 2050 (contre 115 aujourd'hui).
Production d'énergie	Ressource en biomasse énergétique mobilisée	Récolte de bois en forêt en augmentation modérée (+10 Mm ³ en 2050): puits de carbone forestier maintenu avec une continuité des pratiques sylvicoles, mais une légère augmentation du taux de prélèvement de bois (64% en 2050 contre 59% aujourd'hui). Augmentation du bois hors forêt (haies, bois de récupération) et développement mesuré de cultures lignocellulosiques (taillis à courte rotation, miscanthus). Forte augmentation de la biomasse d'origine agricole mobilisée (cultures intermédiaires, résidus de culture, effluents d'élevage...). Pas de cultures énergétiques pour la méthanisation. Priorité donnée aux usages combustion (bois énergie) et méthanisation pour la consommation de biomasse. Recul des biocarburants conventionnels et développement modéré des biocarburants avancés à partir des résidus ligneux (bois forêt et hors forêt, déchets...). Consommation de biomasse en 2050 (énergie primaire) : <ul style="list-style-type: none"> - Usage en combustion : 141 TWh - Usage en biocarburants : 51 TWh - Usage en méthanisation : 110 TWh
	Production de H2 par électrolyse	Consommation de H2 de 30 TWh en 2030 et 96 TWh en 2050. Pas d'importation de H2 depuis d'autres pays.
Capture et Stockage technologique du carbone (CCS)	Niveau du puits technologique, dont Capture directe dans l'air	0,7 MtCO ₂ en 2030, 3 MtCO ₂ en 2050. Pas de capture directe dans l'air
	Consommation électrique associée, dont Capture directe dans l'air	2 TWh d'électricité en 2050.
Résultat global	Emissions brutes résiduelles de GES (hors CCS et puits de carbone)	248 MtCO ₂ e en 2030, 68 MtCO ₂ e en 2050.
	Consommation finale énergétique (hors sources), part de l'électricité	En 2019, consommation énergétique finale de 1620 TWh, dont 39% combustibles liquides, 21% combustibles gazeux, 14% ENR thermiques et chaleur, 27% électricité.

Notre avenir énergétique se décide maintenant



		<p>En 2030, consommation énergétique finale de 1248 TWh, dont 29% combustibles liquides, 21% combustibles gazeux, 19% ENR thermiques et chaleur, 31% électricité.</p> <p>En 2050, consommation énergétique finale de 775 TWh, dont 2% combustibles liquides, 20% combustibles gazeux, 34% ENR thermiques et chaleur, 44% électricité.</p>
	Production totale d'électricité nécessaire	<p>Production totale d'électricité de 560TWh en 2019, dont environ 60TWh exportés.</p> <p>Production totale d'électricité de 579 TWh en 2030, dont environ 154 TWh exportés.</p> <p>Production totale d'électricité de 526 TWh en 2050, dont environ 142 TWh exportés.</p>

Notre avenir énergétique se décide maintenant



SCÉNARIO ADEME TRANSITION(S) 2050 – S3 “TECHNOLOGIES VERTES”

Narratif général		<p>Cf. Synthèse ou résumé exécutif Transition(s) 2050</p> <p>Troisième scénario contrasté construit par l'ADEME pour nourrir le débat public sur le chemin de transition vers une neutralité carbone en 2050. Il donne une place plus importante aux innovations techniques et technologiques de production et de consommation d'énergie et dans une moindre mesure que dans les deux précédents scénarios aux économies d'énergies. Il mobilise des technologies de stockage du carbone à la sortie des grandes installations industrielles et de production d'énergie (CCS), mais pas de technologies de captage du carbone directement dans l'air.</p>
Bâtiments	Evolution du parc	<p>Parc de logements d'environ 31 M en 2030 et 34 M en 2050 (contre 28M actuellement). Le besoin en logements baisse, du fait du ralentissement de la croissance démographique. C'est la décohabitation liée au vieillissement qui est le facteur majeur de demande. On répond à ce besoin par la construction neuve, dans une optique de « Nouvel esprit haussmannien », i.e. la déconstruction-reconstruction des bâtiments obsolètes (pour des raisons techniques, sociales, géographiques...). La part des maisons individuelles dans la construction neuve baisse (25% en 2050 contre 45% en 2015) du fait de la densification liée à la métropolisation.</p> <p>Surface tertiaire d'environ 998 Mm² en 2030 et 999 Mm² en 2050 (contre 965 actuellement) : les surfaces de bureau diminuent (télétravail), celles d'habitat communautaire (logement des personnes âgées, notamment) augmentent.</p>
	Usages et sobriété	<p>Pour le chauffage, la température de consigne évolue peu.</p> <p>Pour l'eau chaude sanitaire, pas de sobriété des usages, le besoin en eau chaude reste constant.</p> <p>Pour la climatisation, les technologies efficaces se développent, les usages eux, sont peu sobres : température de consigne à 22°C, utilisation prolongée... La plus grande efficacité des équipements permet cependant de stabiliser la consommation de climatisation à un niveau comparable à celui des années 2020, et ce malgré un taux d'équipement bien plus important.</p> <p>Pour les appareils électroménagers et électroniques, la consommation d'énergie baisse sensiblement grâce à des efforts très importants sur l'efficacité énergétique des appareils. Par contre les comportements n'évoluent pas vers plus de sobriété, ce qui limite les économies atteignables grâce à l'efficacité. Les usages du numérique, les flux de données et la consommation d'énergie des <i>data centers</i> associés augmentent. Forte hausse de consommation des <i>data centers</i> mais plus limitée que la hausse tendancielle en raison des gains d'efficacité énergétique (17 TWh en 2050 contre 2 TWh aujourd'hui).</p>
	Niveau de performance du parc	<p>Les rénovations se font majoritairement par bouquets de travaux (changement d'équipement, isolation d'une partie de l'enveloppe), mais sans inscription dans une trajectoire de performance permettant d'atteindre le niveau BBC Rénovation. Le rythme de rénovation augmente de façon significative. En 2050, 22% du parc résidentiel rénové à un niveau BBC ou plus, pour 69% de rénovations globales mais non performantes.</p> <p>70% des surfaces tertiaires a suivi la trajectoire du dispositif éco-énergie tertiaire (c'est-à-dire une diminution de 60% de ses consommations d'énergie finale par rapport à 2010) : cela signifie que toutes les surfaces de plus de 1000 m² ont été rénovées.</p> <p>La réglementation sur le neuf pousse vers davantage de performance sur les bâtiments neufs.</p>

Notre avenir énergétique se décide maintenant



	Vecteurs énergétiques utilisés	Disparition complète des énergies fossiles au profit des EnR, des réseaux de chaleur, de l'électricité et du gaz décarboné (à 85%). Eradication du fioul en 2040. L'électricité représente environ 46% de la consommation totale en 2030, et 51% en 2050 (contre 40% actuellement).
	Consommation finale	Consommation finale de 600 TWh en 2030 et 519 TWh en 2050 (contre 770 aujourd'hui). Consommation électrique de 276 TWh en 2030 et 263 TWh en 2050 (contre 300 aujourd'hui).
Transports	Niveau de demande	Hausse du trafic en passager.km de 5% en 2030 et 14% en 2050 (hors aérien international). Hausse transitoire du trafic de marchandises en tonnes.km de 2% en 2030 et baisse de 2% en 2050.
	Usages et sobriété	Télétravail accru (non quantifié, élément de récit) Part modale du vélo en nombre de déplacement multipliée par 3,2 en 2030 et par 6,2 en 2050 par rapport aux niveaux actuels. Environ 33,4 M de véhicules particuliers en circulation en 2030, et 31,5 en 2050 (contre 32M actuellement).
	Part des véhicules électriques (VE) et hybrides rechargeables (VHR) dans les ventes de véhicules neufs	Part de VE (VHR) dans les ventes de véhicules particuliers de 46% (11%) en 2030 et 97% en 2050 (1%). Part de VE dans les ventes de véhicules utilitaires légers de 24% en 2030 et 75% en 2050. Part de VE dans les ventes de véhicules lourds de 7% en 2030 et 57% en 2050.
	Hors routier	Augmentation du trafic aérien vers les DROM et l'international de +36% en 2030 et de 66% en 2050 (+34% en 2030 et +54% en 2050 pour l'intra-Métropole). Incorporation de biocarburants et carburants de synthèse après 2030 (4,5 TWh de <i>Power-to-Liquid</i> en 2050). Hausse des soutes maritimes internationales de 10% en 2030 et baisse de 1% en 2050 (baisse de trafic maritime et gains d'efficacité énergétique), incorporation progressive de 5% de GNL en 2030 et 20% en 2050 (avec les mêmes hypothèses d'incorporation de biogaz que le réseau), pas de carburant de synthèse. Augmentation du trafic ferroviaire de marchandises de 13% en 2030 et 30% en 2050, électrification partielle (en partie <i>via</i> l'H2, trains hybrides électriques caténaire + batteries, et le reliquat en biocarburants/biogaz).
	Consommation finale	Consommation finale globale hors soutes de 436 TWh en 2030 et 200 TWh en 2050 (contre 510 actuellement). Consommation électrique de 34 TWh en 2030 et 114 TWh en 2050 (contre 11 actuellement). Consommation des soutes internationales de 87 TWh en 2030 et 96 TWh en 2050 (contre 90 actuellement).
Industrie	Narratif sur la réindustrialisation	Scénario dans lequel la tendance de désindustrialisation se prolonge, notamment dans la plupart des industries lourdes (oléfines, métaux, ...). L'évolution des modes de consommation comportant une part de sobriété, l'indice de production industrielle se réduit, à hauteur de 14%.
	Efforts d'efficacité énergétique et de décarbonation	Efforts modérés d'efficacité énergétique, guidés par une logique économique. Forte électrification directe des procédés industriels, qui atteint 54% des consommations énergétiques (hors matières premières), contre 30% en 2014. Des avancées R&D permettent une poussée d'électrification y compris pour les procédés à haute température ; en particulier, les vapocraqueurs sont électrifiés à 100%. L'hydrogène représente 9% des consommations énergétiques (dont matières premières) de l'industrie en 2030 et 18% en 2050.

Notre avenir énergétique se décide maintenant



	Consommation finale	Consommation finale pour usages énergétiques (hors raffinage et hors intrants de production non énergétiques) de 333 TWh en 2030 et 232 TWh en 2050 (contre 323 aujourd'hui). Consommation électrique de 147 TWh en 2030 et 128 TWh en 2050 (contre 115 aujourd'hui).
Production d'énergie	Ressource en biomasse énergétique mobilisée	Augmentation importante de la récolte de bois en forêt ; maximisation de la production de biomasses lignocellulosiques (taillis à courte rotation, miscanthus) : près de 1 million d'ha. L'augmentation des prélèvements de bois réduit le puits de carbone forestier (80% de prélèvement sur l'accroissement des forêts en 2050 contre 59% aujourd'hui). De même, pour les biomasses d'origine agricole, fort taux de mobilisation (cultures intermédiaires, résidus de culture, effluents d'élevage, surplus prairies...). Mobilisation de cultures énergétiques pour un usage en méthanisation. Priorité donnée à l'usage méthanisation, puis (au même niveau) aux usages combustion et biocarburants : baisse importante des besoins en combustion, ce qui permet de contribuer à un développement important des biocarburants avancés (bois forêt et hors forêt). Recul des biocarburants conventionnels et développement important des biocarburants avancés à partir des résidus ligneux (bois forêt et hors forêt, déchets...). Développement de la filière pyrogazéification pour la valorisation de biomasses (déchets en priorité). Consommation de biomasse en 2050 (énergie primaire) : <ul style="list-style-type: none"> - Usage en combustion : 108 TWh - Usage en biocarburants : 107 TWh - Usage en méthanisation : 136 TWh - Usage en pyrogazéification : 32 TWh
	Production de H2 par électrolyse	Production de H2 de 44 TWh en 2030 et 94 TWh en 2050. Dont 6 TWh d'importation de H2 depuis d'autres pays en 2030 et 48 TWh en 2050.
Capture et Stockage technologique du carbone (CCS)	Niveau du puits technologique, dont Capture directe dans l'air	10 MtCO2 en 2030, 93 MtCO2 en 2050. Pas de capture directe dans l'air.
	Consommation électriques associée, dont Capture directe dans l'air	7 TWh d'électricité en 2050.
Résultat global	Emissions brutes résiduelles de GES (hors CCS et puits de carbone)	280 MtCO2e en 2030, 85 MtCO2e en 2050.
	Consommation finale énergétique (hors sources), part de l'électricité	En 2019, consommation énergétique finale de 1620 TWh, dont 39% combustibles liquides, 21% combustibles gazeux, 14% ENR thermiques et chaleur, 27% électricité En 2030, consommation énergétique finale de 1424 TWh, dont 28% combustibles liquides, 20% combustibles gazeux, 19% ENR thermiques et chaleur, 33% électricité

Notre avenir énergétique se décide maintenant



		En 2050, consommation énergétique finale de 991 TWh, dont 1% combustibles liquides, 18% combustibles gazeux, 29% ENR thermiques et chaleur, 52% électricité.
	Production totale d'électricité nécessaire	Production totale d'électricité de 560TWh en 2019, dont environ 60TWh exportés. Production totale d'électricité de 636 TWh en 2030, dont environ 122 TWh exportés. Production totale d'électricité de 660 TWh en 2050 (638 dans la variante avec plus de nucléaire), dont environ 137 TWh exportés (132 TWh dans la variante avec plus de nucléaire).

Notre avenir énergétique se décide maintenant



SCÉNARIO ADEME TRANSITION(S) 2050 – S4 “PARI RÉPARATEUR”

Narratif général		Quatrième scénario contrasté construit par l'ADEME pour nourrir le débat public sur le chemin de transition vers une neutralité carbone en 2050. Il étudie l'hypothèse d'une prolongation de la hausse des besoins énergétiques sans qu'il y ait besoin de transformations importantes dans les façons de se déplacer, se chauffer, s'alimenter, etc. La persistance des modes de vie actuels mène à des consommations d'énergies et des émissions des gaz à effet de serre plus importantes. Un développement important de technologies de captage et de stockage de carbone, non éprouvées et incertaines, à grande échelle, est nécessaire pour respecter l'objectif de neutralité carbone. Ce pari réparateur apparaît donc très risqué.
Bâtiments	Evolution du parc	Parc de logements d'environ 31 M en 2030 et 34 M en 2050 (contre 28M actuellement). Le besoin en logements baisse, du fait du ralentissement de la croissance démographique. C'est la décohabitation liée au vieillissement qui est le facteur majeur de demande. On répond à ce besoin par la construction neuve et par la résorption de la vacance en zone tendue. La part de maisons individuelles dans la construction neuve n'évolue pas (45%). Surface tertiaire d'environ 1 038 Mm ² en 2030 et 1 133 Mm ² en 2050 (contre 965 actuellement)
	Usages et sobriété	Pour le chauffage, la température de consigne n'évolue pas. Pour l'eau chaude sanitaire, pas de sobriété des usages, le besoin en eau chaude augmente de 30%. Pour la climatisation, les technologies efficaces se développent, les usages eux, sont peu sobres : température de consigne à 22°C, utilisation prolongée... La plus grande efficacité des équipements permet cependant de limiter la hausse de la consommation de climatisation à un niveau légèrement supérieur à celui des années 2020, et ce malgré un taux d'équipement bien plus important. Pour les appareils électroménagers et électroniques, la consommation d'énergie augmente avec l'adoption d'un mode de vie "à l'américaine" et le développement de la <i>Smart Home</i> . Les usages du numérique, les flux de données et la consommation d'énergie des <i>data centers</i> associés augmentent. Forte hausse de consommation des <i>data centers</i> mais plus limitée que la hausse tendancielle en raison des gains d'efficacité énergétique (29 TWh en 2050 contre 2 TWh aujourd'hui).
	Niveau de performance du parc	41% du parc résidentiel existant en 2015 rénové à un niveau BBC-rénovation ou plus en 2050. Les rénovations énergétiques performantes (i.e. permettant d'atteindre au moins les critères du label BBC Rénovation 2009) se développent sur le segment du parc où il est possible d'industrialiser la rénovation puis, au fur et à mesure, sur des segments architecturaux plus difficiles à industrialiser en première période. Les rénovations par geste, sans inscription dans une trajectoire de performance restent majoritaires pour le parc dont il n'est pas possible d'industrialiser la rénovation 60% des surfaces tertiaires a suivi la trajectoire du dispositif éco-énergie tertiaire (c'est-à-dire une diminution de 60% de ses consommations d'énergie finale par rapport à 2010) : cela signifie que toutes les surfaces de plus de 1000 m ² n'ont pas été rénovées.
	Vecteurs énergétiques utilisés	Substitution des énergies fossiles au profit des EnR, des réseaux de chaleur, de l'électricité. Mais du gaz partiellement décarboné (à 52%) reste utilisé (8% des consommations totales d'énergies du bâtiment). Le fioul reste résidentiel en 2050. L'électricité représente environ 45% de la consommation totale en 2030, et 51% en 2050 (contre 40% actuellement).

Notre avenir énergétique se décide maintenant



	Consommation finale	Consommation finale de 641 TWh en 2030 et 610 TWh en 2050 (contre 770 aujourd'hui). Consommation électrique de 287 TWh en 2030 et 315 TWh en 2050 (contre 300 aujourd'hui).
Transports	Niveau de demande	Hausse du trafic en passager.km de 9% en 2030 et 27% en 2050 (hors aérien international). Hausse transitoire du trafic de marchandises en tonnes.km de 17% en 2030 et baisse de 11% en 2050.
	Usages et sobriété	Télétravail accru (non quantifié, élément de récit). Part modale du vélo en nombre de déplacement multipliée par 1,8 en 2030 et par 2,7 en 2050 par rapport aux niveaux actuels. Environ 34,7 M de véhicules particuliers en circulation en 2030, et 36,9 en 2050 (contre 32M actuellement).
	Part des véhicules électriques (VE) et hybrides rechargeables (VHR) dans les ventes de véhicules neufs	Part de VE (VHR) dans les ventes de véhicules particuliers de 57% (11%) en 2030 et 97% en 2050 (3%). Part de VE dans les ventes de véhicules utilitaires légers de 69% en 2030 et 92% en 2050. Part de VE dans les ventes de véhicules lourds de 11% en 2030 et 85% en 2050.
	Hors routier	Augmentation du trafic aérien vers les DROM et l'international de +44% en 2030 et de +94% en 2050 (+42% en 2030 et +91% en 2050 pour l'intra-Métropole). Incorporation de biocarburants et carburants de synthèse après 2030 (9,2 TWh de <i>Power-to-Liquid</i> en 2050). Hausse des soutes maritimes internationales de 15% en 2030 et 18% en 2050 (baisse de trafic maritime et gains d'efficacité énergétique), incorporation progressive de 5% de GNL en 2030 et 30% en 2050 (avec les mêmes hypothèses d'incorporation de biogaz que le réseau), pas de carburant de synthèse. Augmentation du trafic ferroviaire de marchandises de 3% en 2030 et 3% en 2050, électrification partielle (en partie <i>via</i> l'H2, trains hybrides électriques caténaire + batteries, et le reliquat en biocarburants/biogaz).
	Consommation finale	Consommation finale globale hors soutes de 457 TWh en 2030 et 252 TWh en 2050 (contre 510 actuellement). Consommation électrique de 57 TWh en 2030 et 184 TWh en 2050 (contre 11 actuellement). Consommation des soutes internationales de 92 TWh en 2030 et 118 TWh en 2050 (contre 90 actuellement).
Industrie	Narratif sur la réindustrialisation	Scénario dans lequel la tendance de désindustrialisation s'intensifie, notamment dans la plupart des industries lourdes (oléfines, métaux, ...), bien que certains secteurs, comme les transports, bénéficient d'un fort dynamisme à l'export. Les modes de consommation restant en outre similaires à aujourd'hui, l'indice de production augmente de 3%.
	Efforts d'efficacité énergétique et de décarbonation	Faible développement de l'efficacité énergétique : la décarbonation repose principalement sur un pari sur les technologies de captage et de stockage du CO2. Electrification modérée des procédés industriels, à hauteur de 48% des consommations énergétiques (hors matières premières), contre 30% en 2014. Le mix énergétique de l'industrie reste relativement carboné, ce qui est compensé par le développement du captage du CO2 (CCS). L'hydrogène représente 3% des consommations énergétiques (dont matières premières) de l'industrie dès 2030, et toujours en 2050.

Notre avenir énergétique se décide maintenant



	Consommation finale	Consommation finale pour usages énergétiques (hors raffinage) et intrants de production non énergétiques de 349 TWh en 2030 et 300 TWh en 2050 (contre 223 aujourd'hui). Consommation électrique de 142 TWh en 2030 et 147 TWh en 2050 (contre 115 aujourd'hui).
Production d'énergie	Ressource en biomasse énergétique mobilisée	Récolte de bois en forêt maximal : l'augmentation des prélèvements de bois réduit le puits de carbone forestier (pic de 95% de prélèvement en 2030, puis 82% en 2050, contre 59% aujourd'hui). L'exploitation dynamique de la biomasse forestière augmente, ainsi qu'un plan de reboisement avec l'augmentation des plantations de résineux. Pas de cultures lignocellulosiques. Mobilisation maximale de la biomasse d'origine agricole : cultures intermédiaires, résidus de culture, effluents d'élevage, cultures énergétiques, surplus prairies... Priorité donnée à l'usage méthanisation et biocarburants : les usages en combustion sont réduits en raison d'une demande (industrie, tertiaire et résidentielle) qui a évolué (électrification de la demande). Les biocarburants conventionnels sont en recul. Recul des biocarburants conventionnels et développement très important des biocarburants avancés à partir des résidus ligneux (bois forêt et hors forêt, déchets...). Consommation de biomasse en 2050 (énergie primaire) : <ul style="list-style-type: none"> - Usage en combustion : 75 TWh - Usage en biocarburants : 113 TWh - Usage en méthanisation : 148 TWh
	Production de H2 par électrolyse	Production de H2 de 18 TWh en 2030 et 36 TWh en 2050. Pas d'importation de H2 depuis d'autres pays.
Capture et Stockage technologique du carbone (CCS)	Niveau du puits technologique, dont Capture directe dans l'air	17 MtCO ₂ en 2030, 93 MtCO ₂ en 2050. Dont 27 MtCO ₂ par capture directe dans l'air en 2050.
	Consommation électriques associée, dont Capture directe dans l'air	60 TWh d'électricité en 2050.
Résultat global	Emissions brutes résiduelles de GES (hors CCS et puits de carbone)	316 MtCO _{2e} en 2030, 135 MtCO _{2e} en 2050.
	Consommation finale énergétique (hors soutes), part de l'électricité	En 2019, consommation énergétique finale de 1620 TWh, dont 39% combustibles liquides, 21% combustibles gazeux, 14% ENR thermiques et chaleur, 27% électricité. En 2030, consommation énergétique finale de 1508 TWh, dont 28% combustibles liquides (et charbon), 23% combustibles gazeux, 16% ENR thermiques et chaleur, 33% électricité. En 2050, consommation énergétique finale de 1277 TWh, dont 2% combustibles liquides (et charbon), 21% combustibles gazeux, 21% ENR thermiques et chaleur, 56% électricité.

Notre avenir énergétique se décide maintenant



	Production totale d'électricité nécessaire	Production totale d'électricité de 560TWh en 2019, dont environ 60TWh exportés. Production totale d'électricité de 638 TWh en 2030, dont environ 130 TWh exportés. Production totale d'électricité de 818 TWh en 2050, dont environ 10TWh exportés.
--	---	---

Annexe 2 - Fiches thématiques

1. Fiche thématique n°1 : L'éolien en mer

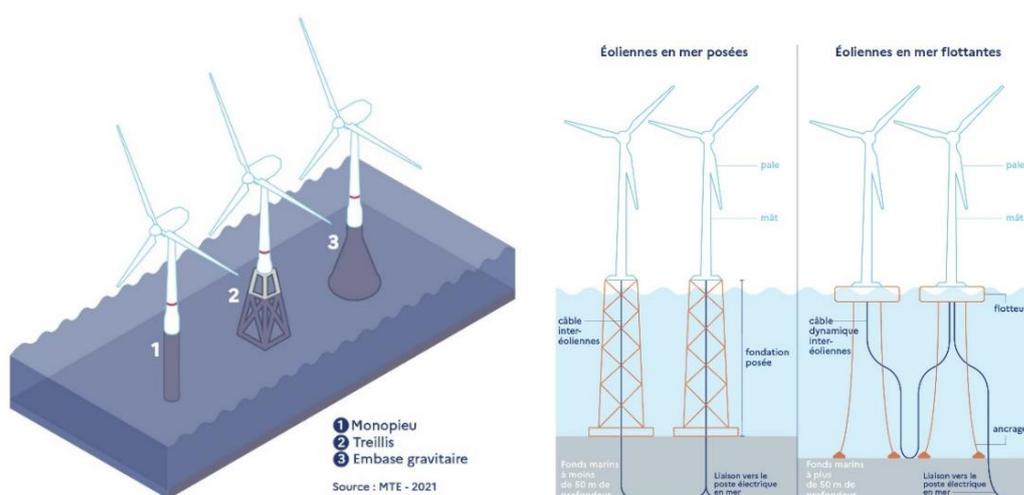
Qu'est-ce que l'éolien en mer ?

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

- Une **importante production d'électricité** : les vents sont plus forts et régulier en mer que sur terre et les éoliennes sont plus grandes et plus puissantes, et permettent d'avoir un facteur de charge d'environ 42%¹¹.
- 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 dans le contexte de crise des prix de l'énergie). Le dernier appel d'offre pour le parc au large de Dunkerque a proposé un tarif de l'électricité de 44 €/MWh, très proche des prix de marché de l'électricité de l'époque.
- Une **technologie mature** : l'éolien en mer bénéficie d'un important retour d'expérience en Europe et d'une filière industrielle française.

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**.



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

¹¹ Source : <https://windeurope.org/intelligence-platform/product/offshore-wind-in-europe-key-trends-and-statistics-2020/>

Notre avenir énergétique se décide maintenant



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 et de transport d'électricité RTE est responsable du raccordement et de la réalisation du poste électrique en mer.

Les grandes composantes d'un parc éolien en mer



- 1 L'énergie produite par les éoliennes est acheminée au poste électrique en mer 2.
- 2 Le poste électrique en mer comprend des équipements de transformation et de comptage de l'énergie produite par les éoliennes.
- 3 Le port de maintenance et la base logistique assurent les opérations logistiques ainsi que les activités d'exploitation et de maintenance du parc éolien en mer.
- 4 La jonction d'atterrage fait la connexion entre la partie sous-marine et la partie souterraine du raccordement.
- 5 Lorsque la longueur totale du raccordement est importante, la construction d'un poste de compensation électrique intermédiaire est nécessaire entre l'atterrage 4 et le poste de raccordement 6.
- 6 Le poste électrique réceptionne l'énergie produite par les éoliennes et la répartit sur le réseau électrique. Il peut se situer à plusieurs dizaines de kilomètres à l'intérieur des terres.

À noter que selon la puissance et la distance entre la côte et le parc, les besoins en infrastructures varient (ce schéma est valable uniquement pour du courant alternatif).

Source : RTE, 2021

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

Où en est-on des projets éoliens en France et quels sont les objectifs fixés ?

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-Brieuc, Saint-Nazaire et Yeu – Noirmoutier). Début juin 2022, le parc de Saint-Nazaire a produit et injecté sur le réseau ses premiers MWh d'électricité.

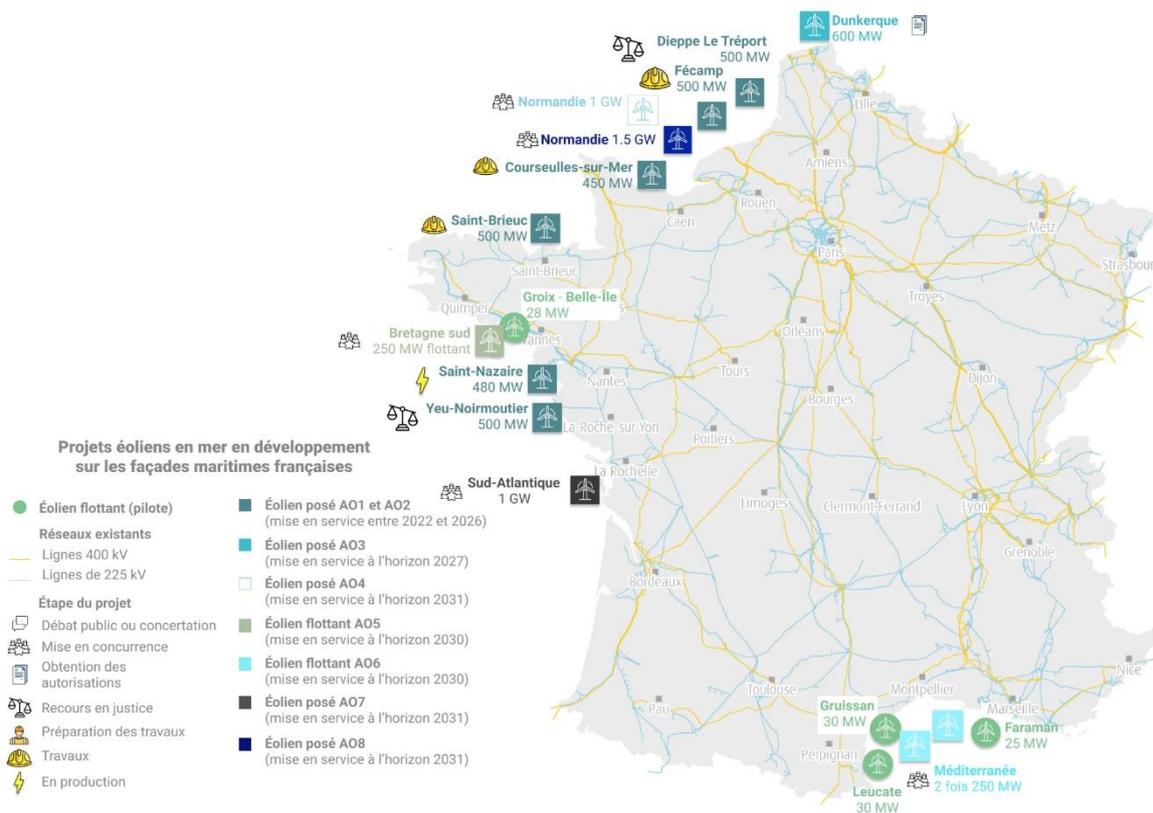
La programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE2) fixe des objectifs d'attribution de parcs éoliens en mer par année et par façade maritime, avec des tarifs cibles pour l'électricité (entre 45 et 60 €/MWh pour l'éolien posé, et 110 à 120 pour l'éolien flottant). La PPE2 prévoit l'attribution de projets éoliens pour une puissance cumulée entre 3,85 et 4,35 GW, dont 750 mégawatt (MW) en flottant et 2,5 à 3

Notre avenir énergétique se décide maintenant



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.**

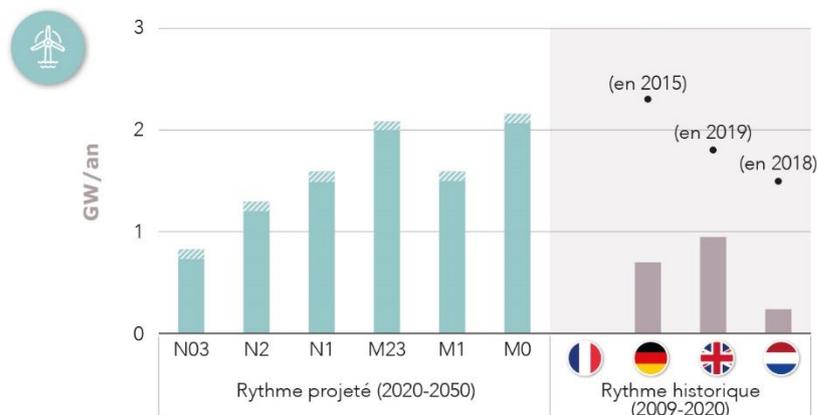
Ainsi, trois nouvelles procédures de mise en concurrence ont été lancées en 2021 et 2022 : un parc posé de 1 GW en Normandie, un parc flottant de 250 MW au sud de la Bretagne, deux projets flottants en Méditerranée. Un débat public pour un projet en Sud-Atlantique et une concertation préalable pour un deuxième parc en Normandie se sont également tenus en 2022.



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 40 GW en 2050, le **niveau annuel d'attribution de projet potentiellement inscrit dans la prochaine PPE pourrait correspondre à plus de 2 GW par an jusqu'en 2040.**

Notre avenir énergétique se décide maintenant



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 parcs éoliens ayant obtenu leurs autorisations 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 (ratio entre l'énergie consommée pendant la durée de vie du parc et l'énergie produite par le parc) de 4,5 à 6 ans¹².

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.

¹² Source : Etudes d'impact des six premiers parcs de 500 MW chacun.

Notre avenir énergétique se décide maintenant

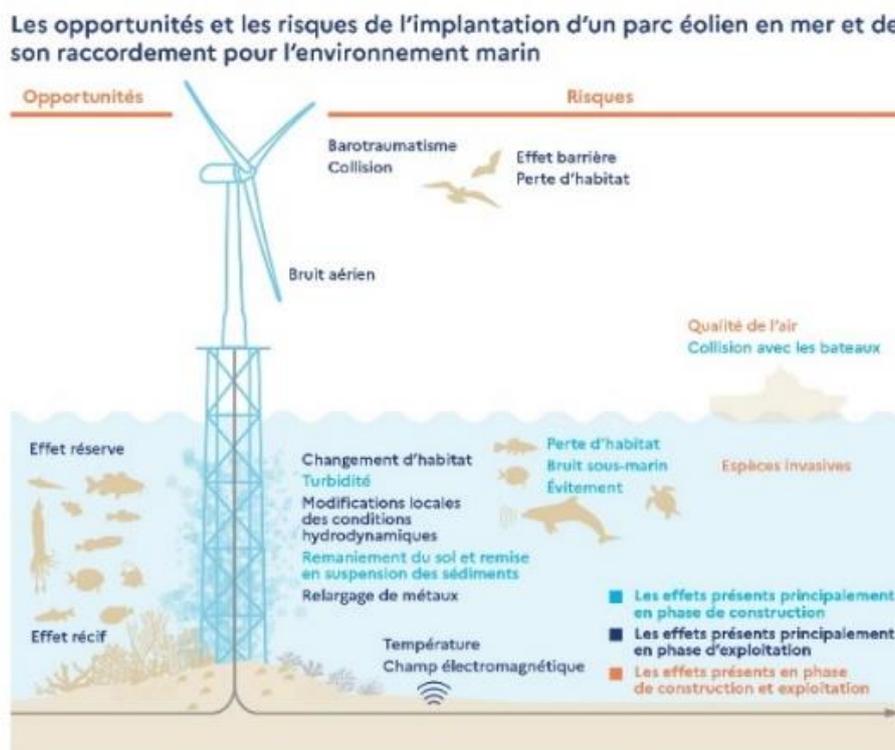


Les principaux risques environnementaux existants sont le bruit marin pendant la construction et la collision avec l'avifaune (oiseaux, chauve-souris) pendant l'exploitation. Néanmoins, le retour d'expérience des projets à l'étranger témoigne aussi d'opportunités pour la biodiversité : **effet récif** (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, le Premier Ministre a annoncé en août 2021 l'installation de l'**Observatoire national de l'éolien en mer**. 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.

L'Observatoire national de l'éolien en mer est doté d'un budget de **50 millions d'euros sur 3 ans**.



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 parcs éoliens en mer français sont conçus pour que la pêche y soit possible. Les développeurs éoliens s'y sont engagés auprès de l'Etat. 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 ré-usage 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 ?

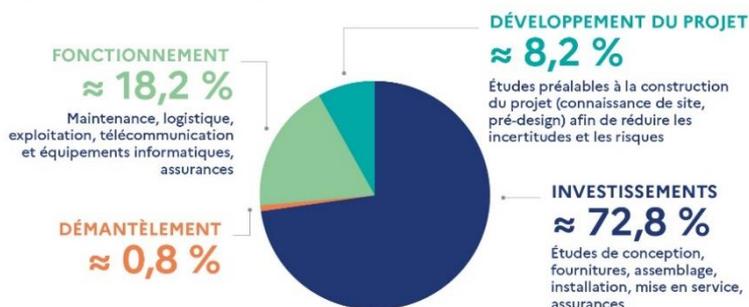
Le coût d'un parc éolien

Notre avenir énergétique se décide maintenant



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

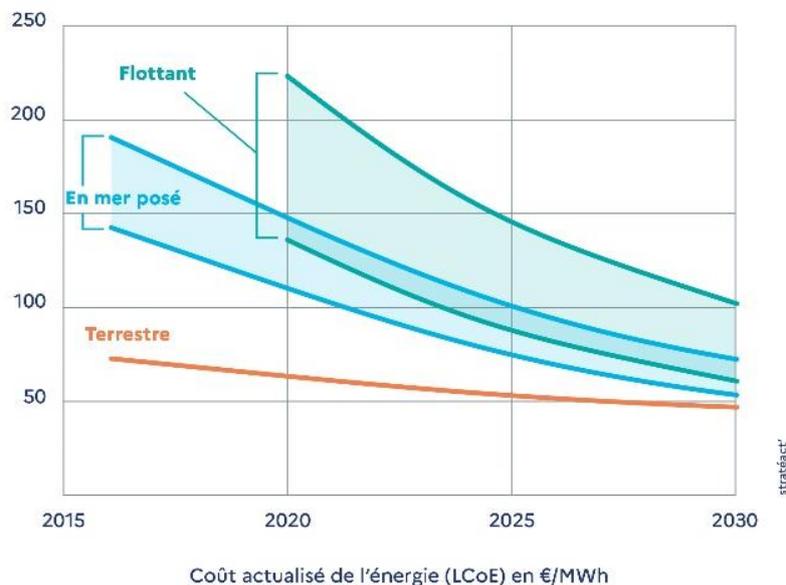


Sources : ADEME 2017 – MTE/DGEC

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

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

Notre avenir énergétique se décide maintenant



En 2021, l'éolien en mer a représenté plus de **5 200 emplois en France**. 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 majeure partie de l'activité industrielle se déroule en France avec des usines de production de nacelles (rotors) à Saint-Nazaire et de pales à Cherbourg, appartenant à General Electric (GE). De nouveaux moyens de production, à l'instar de ceux de Siemens Gamesa au Havre pour la production de nacelles et de pales et de l'agrandissement des usines GE de nacelles à Saint-Nazaire et de pales à Cherbourg, vont engendrer des emplois supplémentaires et des retombées économiques locales.

La filière éolienne en mer en France

Chiffres clés des retombées économiques de la filière en 2020 :

4 800 emplois directs
800 000 € de chiffre d'affaires
1 500 000 € d'investissements

Total des emplois à l'horizon 2028 :
19 000 emplois

Entreprises susceptibles d'intervenir dans le secteur de l'éolien en mer

- Usine existante
- Usine en construction
- Usine en projet
- Centre d'ingénierie
- Hub logistique
- Hub logistique potentiel
- Centre de maintenance
- Centre de maintenance potentiel

Source : Observatoire des énergies de la mer, 2021



La filière éolienne en mer en France (Source : Observatoire des énergies de la mer)

Les ports de Saint-Nazaire (Pays de la Loire), de Brest (Bretagne) et de Port-la-Nouvelle (Occitanie) ont d'ores et déjà réalisé des aménagements afin d'accueillir de nouvelles activités liées au développement de l'éolien en mer. D'autres ports pourraient également participer au dynamisme économique sur le territoire français en engageant des transformations similaires (La Rochelle, Le Havre, Bordeaux, ...).

Un parc éolien génère une taxe éolienne en mer. En 2022, la taxe est de 18 605 € par an par MW installé, soit 18,6 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 collectivités locales (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 de la profondeur des fonds marins. Les éoliennes flottantes peuvent ainsi être installées dans des zones dont la profondeur est supérieure à 50 mètres. Ces zones se situent majoritairement en zone économique exclusive, à plus de 22 km des côtes.

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.

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'Energie (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** du projet ainsi que **l'identification de zones préférentielles** pour un parc éolien et son raccordement.

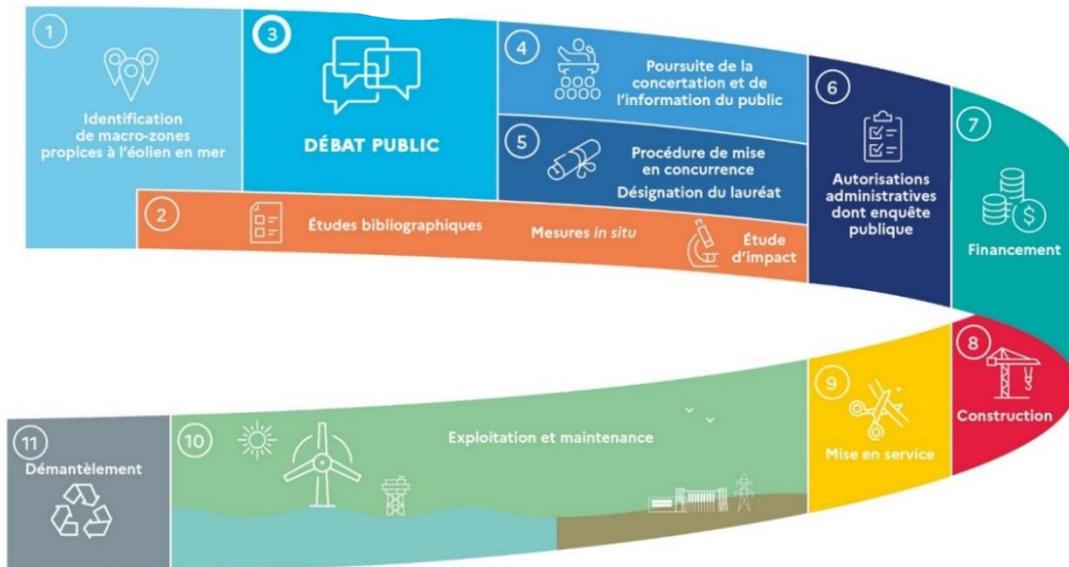
Afin de donner une meilleure visibilité au public, la loi d'accélération et de simplification de l'action publique de décembre 2020 (dite loi ASAP) a introduit la possibilité de mener les **débats publics sur l'éolien en mer à l'échelle de chaque façade maritime**, afin de préparer le lancement de nouveaux projets dans les sept années suivantes. Pour aller plus loin, le Gouvernement a proposé dans le projet de loi d'accélération des énergies renouvelables de permettre la **mutualisation des débats publics pour l'éolien en mer et le document stratégique de façade**. Cela permettrait de mieux articuler le développement de l'éolien en mer et la planification de l'espace maritime.

L'Etat organise ensuite un dialogue concurrentiel pour désigner l'exploitant qui construira puis exploitera le parc, sur la base de critères économiques, environnementaux et de développement économique de la filière.

Notre avenir énergétique se décide maintenant



Les grandes étapes du projet



- 1 Identification de macro-zones propices à l'éolien en mer**
 - Élaboration des stratégies de façades maritimes.
 - Travaux en concertation avec les acteurs locaux.
 - Études du potentiel technico-économique.
- 2 Réalisation des études environnementales géophysiques et géotechniques**
 - 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...).
 - Mesures *in situ* : L'État et RTE réalisent des campagnes de mesures sur site (environnement, caractéristiques géophysiques et géotechniques, vent...) sur la zone préférentielle.
 - Le lauréat et RTE produisent une étude d'impact sur la zone d'appel d'offres qui recense les incidences significatives du projet. Ils proposent une série de mesures d'évitement, de réduction et le cas échéant de compensation.
- 3 Débat public : consultation du public sur les caractéristiques et l'opportunité du projet, identification de zones préférentielles pour un parc éolien en mer et son raccordement**
 - Saisine de la Commission nationale du débat public (CNDP) par l'État. La CNDP décide d'organiser un débat public et nomme une Commission particulière du débat public (CPDP).
 - Expression du public dans le cadre du débat public organisé par la CPDP (étape actuelle).
 - Publication du compte rendu par la CPDP et du bilan par la CNDP dans les deux mois suivant la fin du débat.
 - Annonce de la décision relative aux suites du projet par l'État et RTE dans les trois mois suivant le compte rendu.
- 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 (6).
 - Concertation dite « Fontaine », spécifique au raccordement électrique par RTE.
- 5 Procédure de mise en concurrence et désignation du lauréat**
 - Appel d'offre.
 - Dialogue concurrentiel avec les énergéticiens candidats à l'appel d'offre.
 - 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 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 par les équipes en charge.
- 11 Démantèlement**
 - Conformément aux études d'impact, restitution du site dans un état comparable à l'état initial par le lauréat.
 - Démontage des éoliennes.
 - Prise en charge des composants rapportés à terre par les filières de valorisation.
 - Pour le raccordement : démantèlement des ouvrages en mer en fonction des résultats d'une étude préalable portant sur les impacts du démantèlement.

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

2. Fiche thématique n°2 : L'éolien terrestre

Qu'est-ce que l'éolien terrestre ?

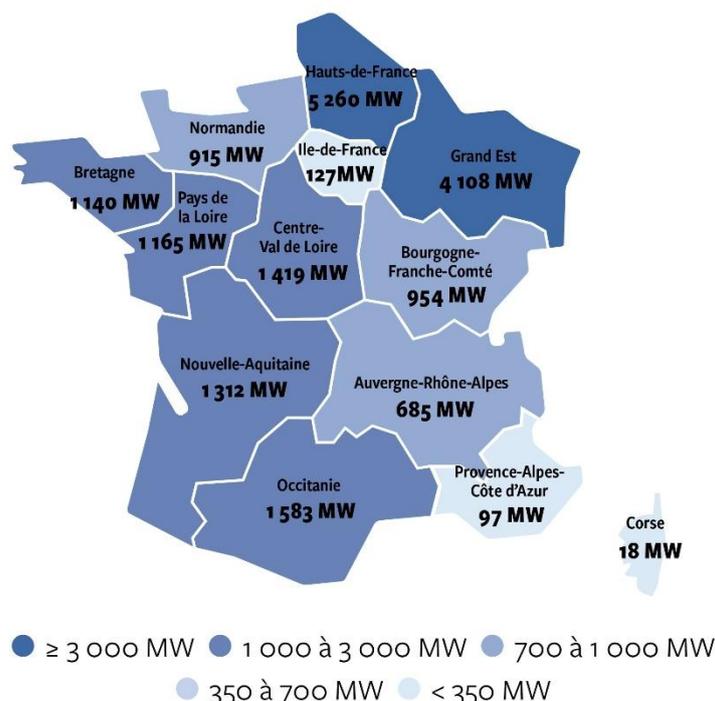
Une éolienne permet de **convertir l'énergie du vent en énergie mécanique**, puis en **électricité** via un alternateur.

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.

Quelle est la part de l'éolien terrestre dans le mix électrique ?

L'éolien terrestre est un pilier de notre politique énergétique, et un développement de l'énergie éolienne en France apparaît comme nécessaire pour répondre à nos objectifs de développement des énergies renouvelables et de décarbonation.

Actuellement, la **puissance éolienne installée est de 18,9 GW** (dont 18.8 en métropole continentale), soit un peu plus d'un GW supplémentaire installé par an au cours des dernières années. Toutes les régions sont concernées par le développement de l'éolien, avec une concentration importante dans le Nord-Est et l'Ouest. On recense **plus de 1550 parcs comptant quasiment 9000 éoliennes**.



Puissance éolienne terrestre installée par région fin 2021 (Source : Panorama de l'électricité renouvelable au 31 décembre 2021 Agence Ore-Enedis-RTE-SER)

Au total, le parc éolien a produit en 2021 36,8 TWh soit **7,8% de la consommation électrique française**. Il s'agit de la **troisième source de production d'électricité** en France après le nucléaire et l'hydroélectricité. Les parcs éoliens ne nécessitant qu'une faible maintenance, ceux-ci montrent une résilience importante en temps de crise. Ainsi, la production éolienne est restée forte en 2020 durant la crise sanitaire, en fournissant par exemple 13,6% de la consommation en février 2020.

Le **facteur de charge éolien annuel moyen s'est établi à 22,6% en 2021** (avec un facteur de charge mensuel allant de 9.9% en juin à 34.9% en février). Celui-ci est variable d'une année sur l'autre en fonction des conditions météorologiques. La production éolienne est plus importante en hiver, à une période où la consommation est également plus importante.

Quel est le potentiel de développement de l'éolien ?

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, devront permettre d'identifier les zones à privilégier pour le développement de l'éolien terrestre, mais elles ne se substitueront pas à l'analyse au cas par cas de chaque projet lors de l'instruction des demandes d'autorisation.

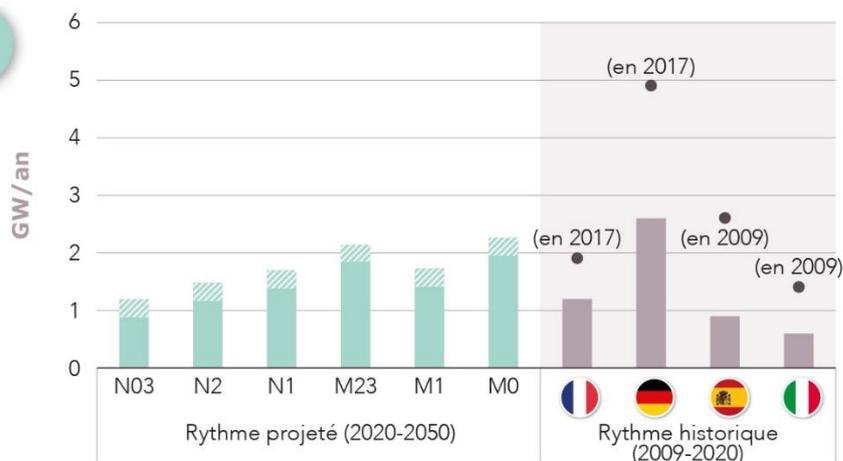
L'objectif de ces cartographies est **d'identifier un gisement suffisant pour atteindre les objectifs de la PPE** au niveau national.

Quels sont les objectifs de développement de l'éolien ?

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. Le Président de la République a toutefois annoncé le 10 février 2022 à Belfort qu'il fallait **étaler cet objectif dans le temps afin que la puissance installée en 2021 soit doublée d'ici à 2050**, soit un niveau inférieur aux capacités installées envisagées dans les scénarios de l'étude « Futurs énergétiques 2050 » de RTE (compris entre 43 et 74 GW).

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.

Notre avenir énergétique se décide maintenant



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 ?

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 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, ainsi que des systèmes de dissuasion acoustiques ou visuels peuvent également être mises 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.

En **termes d'acoustique**, 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, notamment de riverains pour des raisons d'atteinte au cadre de vie. Cette notion est fortement subjective. Le [sondage Harris Interactive publié par l'ADEME](#)

indique 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 démantelées, 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 1er janvier 2023 et de 55% après le 1er janvier 2025.

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

La filière éolienne représente **22600 emplois directs et indirects**¹³. Ces emplois se répartissent sur différents secteurs : études et développement, fabrication de composants, ingénierie et construction ou encore exploitation et maintenance.

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).

¹³ Source : Observatoire de l'éolien 2021, France Energie Eolienne

Comment soutenir le développement de l'éolien ?

D'après l'ADEME¹⁴, les **coûts de production de l'éolien ont baissé de 18% entre 2015 et 2020**. Ils sont actuellement de l'ordre de 67€/MWh (chiffre du dernier appel d'offre).

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 10 périodes de candidatures, de fin 2021 à 2026, qui doivent permettre le soutien 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.

Toutefois, l'éolien est une filière compétitive qui génère des revenus pour l'Etat lorsque les prix de l'électricité sont élevés. Ainsi, d'après [les estimations de la Commission de Régulation de l'Energie](#) (CRE), la recette prévisionnelle liée aux énergies renouvelables électriques s'élève, au titre de 2022 et 2023, à 8,6 Mds€ cumulés pour le budget de l'Etat. **La filière éolienne terrestre contribue majoritairement à cette recette, à hauteur de 7,6 Mds€**. Cette nouvelle source budgétaire permet notamment de contribuer aux dispositifs tels que les boucliers tarifaires sur l'électricité ou le gaz et participant de ce fait à la protection des consommateurs.

Par ailleurs, pour faciliter le développement de l'éolien terrestre, le Gouvernement a annoncé en octobre 2021 :

- **La création d'un médiateur de l'éolien**, qui peut être saisi par les Préfets lors de l'instruction de projets, et qui peut suggérer des évolutions aux projets insuffisamment protecteurs des paysages et de la biodiversité afin de permettre leur meilleure adaptation aux enjeux du territoire, voire d'inviter les porteurs de projet à y renoncer si les enjeux semblent manifestement irréconciliables avec le projet.
- **La création d'un fonds de sauvegarde du patrimoine naturel et culturel** pour financer la restauration et la protection du patrimoine naturel des communes qui accueillent des parcs. La gouvernance pour la sélection des projets soutenus sera partagée entre les représentants de la filière et les représentants des collectivités locales. Les modalités de création et constitution de ce fonds sont en cours d'élaboration.

¹⁴ Coûts des énergies renouvelables et de récupération en France – Edition 2019, ADEME

3. Fiche thématique n°3 : Le photovoltaïque

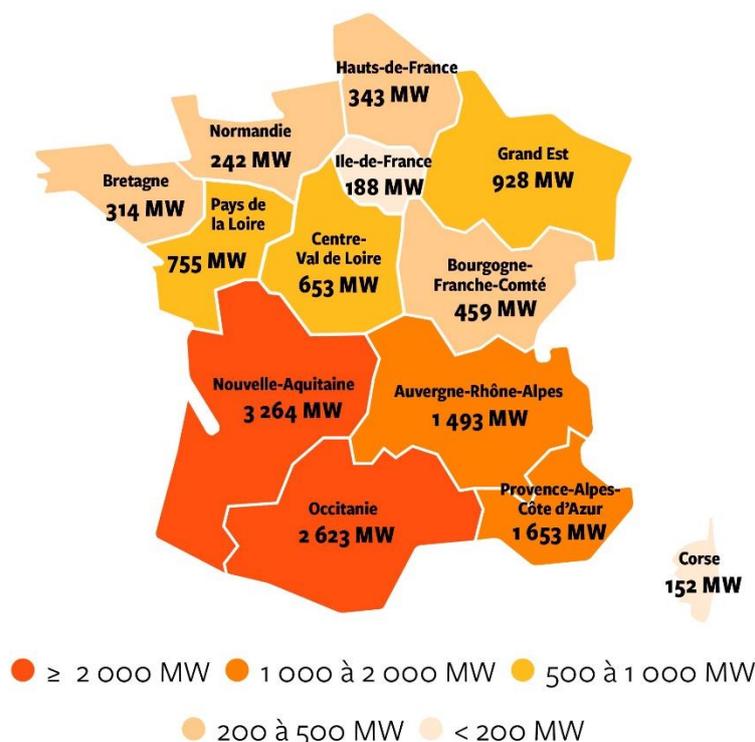
Qu'est-ce que l'énergie solaire photovoltaïque ?

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 posés 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 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 ?

La puissance du parc photovoltaïque en métropole atteint **13,1 GW fin 2021**, auxquels s'ajoutent près de 450 MW en outre-mer. Le rythme de développement du photovoltaïque a atteint un **niveau record en 2021, avec près de 2,7 GW nouvellement installés**. Ce rythme est plus que **trois fois plus élevé que celui observé sur les cinq années précédentes** (815 MW en moyenne entre 2016 et 2020) et a permis une augmentation de 26% de la puissance installée par rapport à fin 2020. Le parc est composé de plus de 560 000 installations. **Plus des deux tiers du parc est installée dans la moitié sud de la France.**



Puissance photovoltaïque installée par région fin 2021 (Source : Panorama de l'électricité renouvelable au 31 décembre 2021 Agence Ore-Enedis-RTE-SER)

La production d'électricité d'origine solaire photovoltaïque s'est élevée à **14,3 TWh au cours de l'année 2021, en hausse de 13% par rapport à 2020**. Elle représente environ 3% de la consommation électrique française.

Le **facteur de charge éolien annuel moyen s'est établi à 13,7% en 2021** (avec un facteur de charge mensuel allant de 5,5% en décembre à 20,3% en février). Malgré des records historiques de production en 2021 (9.8 GW le 18 juillet 2021), le facteur de charge est en recul par rapport à 2020 (14,7%), du fait d'un taux d'ensoleillement moins bon.

Quel est le potentiel de développement du photovoltaïque ?

Actuellement, entre **1 à 2 hectares sont nécessaires pour installer 1 MW de capacité**.

[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 accueillir des projets photovoltaïques, pour une puissance de 8,2 GW environ**.

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, le projet de loi portant accélération des énergies renouvelable prévoit l'obligation pour ces parkings de se doter d'ombrières dans les prochaines années.

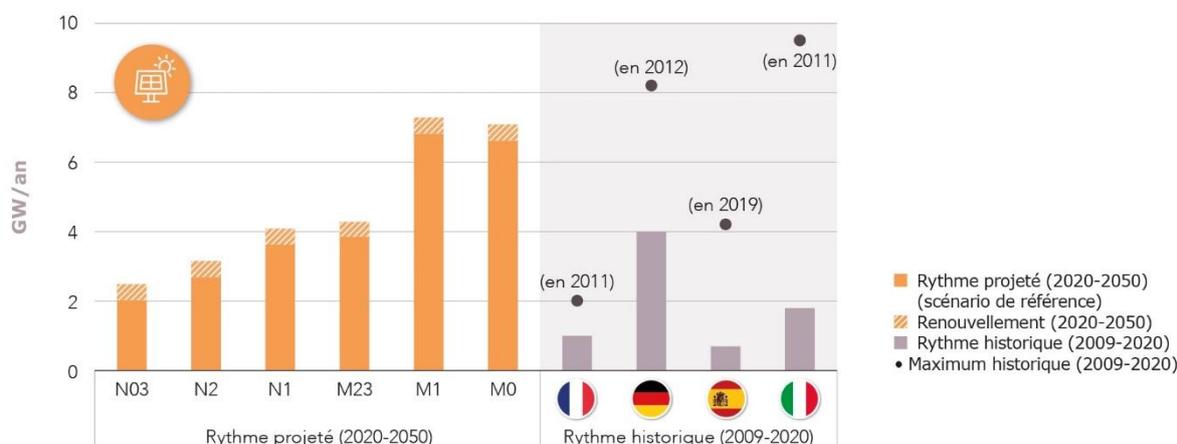
En ce qui concerne le photovoltaïque sur bâtiment, le **potentiel technique réel nécessite d'évaluer non seulement les surfaces de toitures disponibles, mais également leur exposition et leur inclinaison**. Le **photovoltaïque sur bâtiment est sensiblement plus onéreux que le photovoltaïque au sol** (en moyenne sur les derniers appels d'offres 85 €/MWh contre 60 €/MWh), l'objectif de développement résultera à la fois du potentiel technique et de l'équilibre économique de la PPE.

Des études sont en cours sur une évaluation plus précise du gisement photovoltaïque au sol et sur bâtiment.

Quels sont les objectifs de développement du 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**. L'objectif 2023 ne devrait pas être atteint.

Notre avenir énergétique se décide maintenant



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).

Par ailleurs, le Gouvernement s'est donné un objectif de 1000 projets d'installations photovoltaïques sur des bâtiments de l'Etat d'ici 2025.

Quels sont les enjeux environnementaux liés au développement du photovoltaïque ?

Le principal enjeu environnemental des projets photovoltaïques est **la consommation d'espace naturel, agricole ou forestier, lié à la taille des projets**. La loi climat résilience prévoit toutefois que des dispositions techniques à respecter afin de garantir le maintien des fonctions écologiques du sol ainsi que son potentiel agronomique.

Afin **d'utiliser au maximum le foncier déjà bâti**, la loi climat et résilience du 22 août 2021 a également renforcé les obligations conduisant à installer des projets photovoltaïques sur les bâtiments 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. De plus afin d'inciter **à l'implantation de projets sur les friches**, les appels d'offres du ministère prévoient d'accorder un bonus pour les projets sur terrains dégradés.

Les projets photovoltaïques au sol doivent également réaliser une étude d'impact, afin de prendre en compte les enjeux locaux notamment en termes de biodiversité. Les installations peuvent également, si nécessaire, faire l'objet d'un suivi environnemental afin de mieux connaître leur impact.

Notre avenir énergétique se décide maintenant

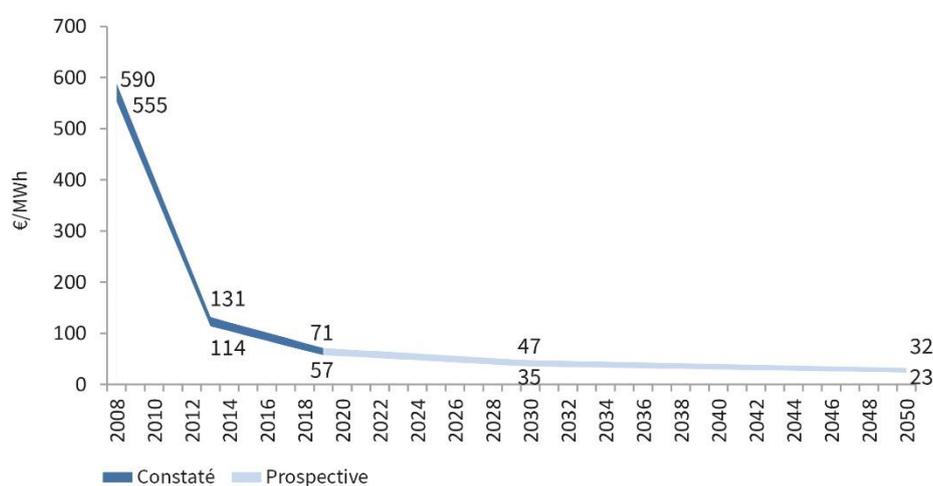


Quoi qu'il arrive, **des projets photovoltaïques au sol seront nécessaires**. Ces projets sont encadrés par des **autorisations prises au titre du code de l'urbanisme**, et soumis à une évaluation environnementale afin de prendre en compte les enjeux à protéger.

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 supplémentaires¹⁵.

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

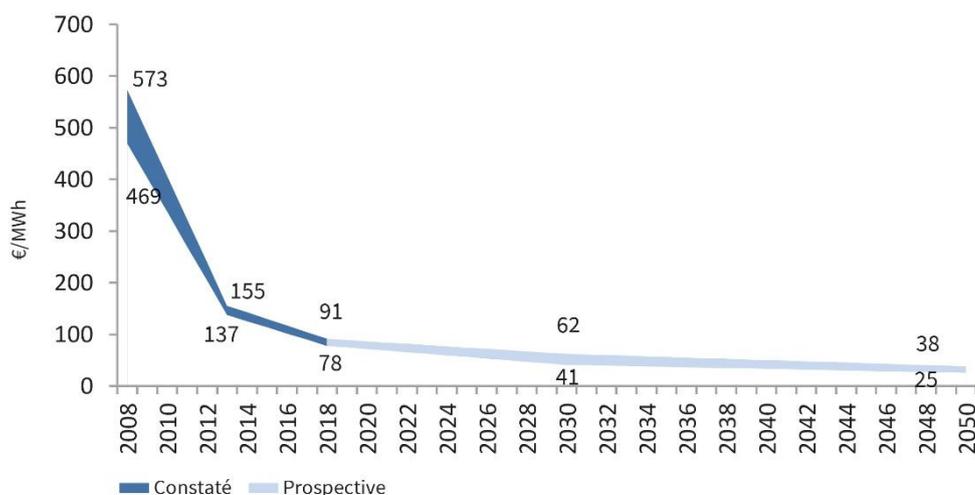


*Evolution du coût moyen de production (LCOE) des centrales photovoltaïques au sol en France
(Source : Etude ADEME « Coûts des énergies renouvelables et de récupération en France », données 2019)*

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

¹⁵ Évaluation et analyse de la contribution des énergies renouvelables à l'économie de la France et de ses territoires, EY/SER, 2020

Notre avenir énergétique se décide maintenant



*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 du fait des perturbations mondiales de la chaîne d’approvisionnement et de tensions sur le marché des matières premières.

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 détail dans la 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 (cela correspond à environ 5000m² de toitures) 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 **installations éligibles doivent présenter un bilan carbone inférieur à 550 kgCO₂/kW**, et les critères de notation permettent de prendre en compte l’impact environnemental des projets. En ce qui concerne le bilan carbone, celui-ci représente 16% de la notation pour les projets au sol et 25% pour les projets sur bâtiments afin de favoriser les projets présentant le plus faible bilan.

Le rythme de développement du photovoltaïque en France est insuffisant pour atteindre les objectifs fixés. Les **leviers principaux permettant d’accélérer le développement de la filière** sont :

- la **mobilisation du foncier** ;
- l’**allègement des contraintes réglementaires et administratives**, sans remise en cause de la protection de l’environnement ;
- le **développement de bonnes pratiques** permettant de respecter les enjeux environnementaux et agricoles.

4. Fiche thématique n°4 : L'hydroélectricité

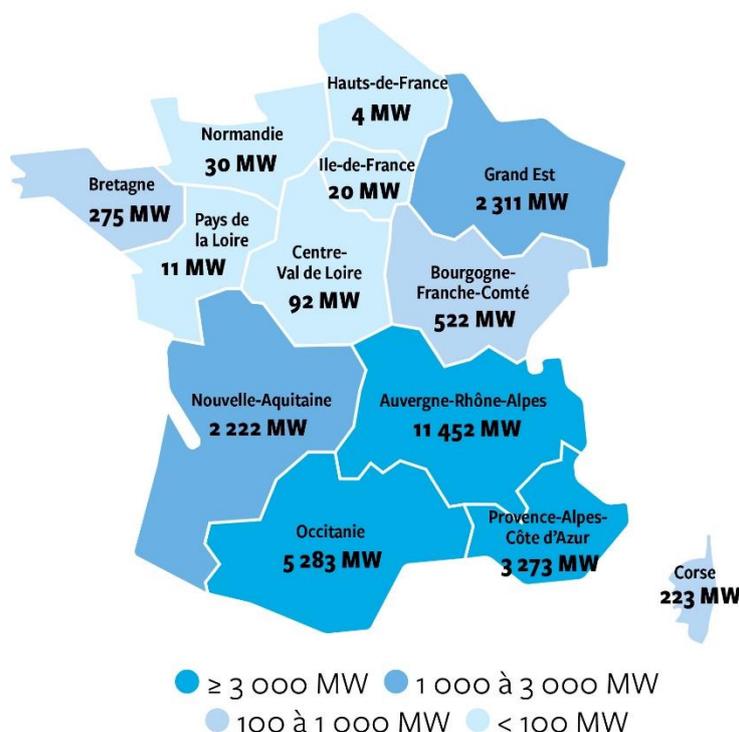
Qu'est-ce que l'hydroélectricité ?

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 ?



Puissance hydraulique installée par région (Source : Panorama de l'électricité renouvelable au 31 décembre 2021 Agence Ore-Enedis-RTE-SER)

Avec une puissance installée de plus de 26,1 GW, dont 25,5 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 2021, l'hydroélectricité a représenté la **première source d'électricité renouvelable en France** (avec un peu plus de 60TWh soit environ 50% de la production électrique renouvelable) et la deuxième source de production électrique derrière le nucléaire (12% de la production électrique).

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 : EDF, CNR et la SHEM. 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).

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** d'autre part conformément aux objectifs fixés dans la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE).

Quels sont les objectifs actuels de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) ?

La PPE adoptée en avril 2020 vise 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 PPE fixe 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.

Plusieurs mesures ont 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'Etat 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. L'appel d'offres « petite hydroélectricité » a été reconduit pour les années 2021 et 2022, pour un volume de 35 MW par an et devrait être poursuivi au-delà, conformément à la PPE. Au sein des concessions hydroélectriques, la loi énergie climat du 8 novembre 2019, a ouvert la possibilité de procéder à des augmentations de puissances par déclaration, sous certaines conditions. Plusieurs mesures complémentaires sont 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 ou d'instruction.

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.

En particulier le développement du stockage hydraulique (les STEP) est **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 ?

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, d'enneigement. 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 enneigement est envisagé.

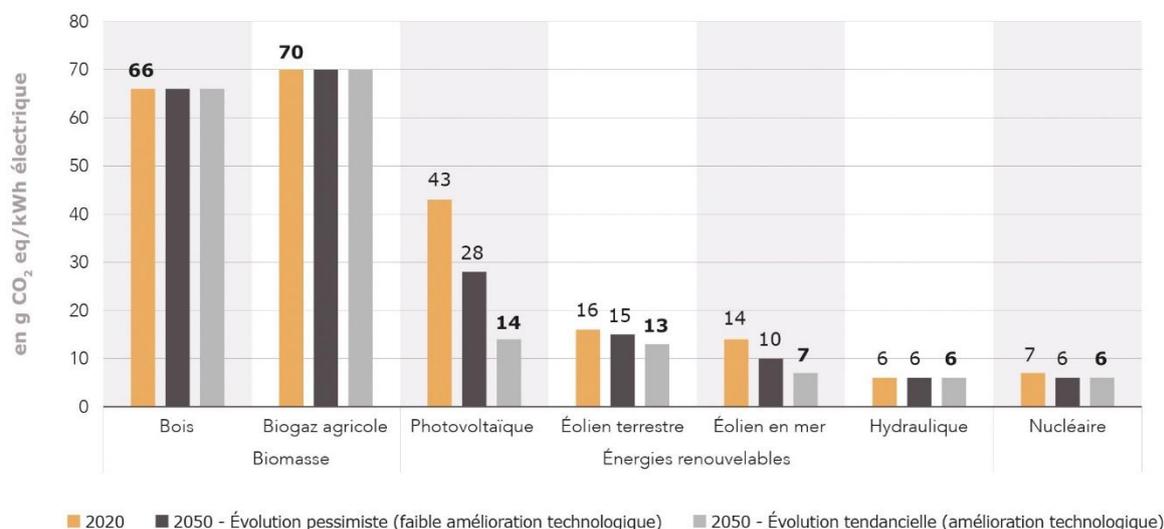
Ainsi, les suréquipements ou les nouveaux aménagements permettant d'améliorer la flexibilité du parc doivent être priorités en comparaison avec des projets de faible puissance sur des sites présentant une sensibilité environnementale particulière, au coût plus élevé et au bénéfice moins important pour le système électrique au regard de leur impact environnemental.

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**

Notre avenir énergétique se décide maintenant



(6 g CO₂eq/kWh), nettement inférieur à celle de centrales thermiques fossiles, et la plus basse des énergies bas carbone.



*Émissions en cycle de vie des technologies bas-carbone en 2020 et 2050 (évolution pessimiste et tendancielle)
(Source : RTE, Chapitre 12 L'analyse environnementale de l'étude « Futurs énergétiques 2050 »)*

Quels sont les enjeux économiques et financiers ?

En 2019, le marché de l'hydroélectricité s'élève à 3,1 Mds€¹⁶, dont 2,4 Mds€ pour la production d'électricité (exploitation, maintenance, vente d'énergie). Le montant des investissements intérieurs réalisés dans l'hydroélectricité, notamment pour la rénovation du parc, a augmenté de 693 M€ en 2017 à 768 M€ en 2019, soit une hausse de 12%. La filière représente **12 520 emplois** en 2019 (estimations), en hausse de 7% par rapport à 2017. 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 et autres équipements (hydromécaniques, roues, régulateurs). Ensuite, le « génie civil » : construction et rénovation des barrages (dispositifs de continuité écologique compris), incluant les études techniques préalables. Enfin la « production d'énergie » : vente d'électricité, exploitation, entretien et maintenance courante, qui représente la plus grande partie des emplois directs (plus de 9000 emplois). On compte en France environ 1700 exploitants de petites et grosses centrales hydroélectriques, 25 fabricants de turbines et conduites, 60 bureaux d'études (environnement et expertise technique), 15 fournisseurs de matériels électriques et électrotechniques spécifiques.

¹⁶ 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 2017-2019, Perspective 2020, Objectifs 2023.

Notre avenir énergétique se décide maintenant



La France dispose d'une **filière 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 €/MWh¹⁷ 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.

¹⁷ Commission de régulation de l'énergie, Janvier 2020, Coûts et rentabilités de la petite hydroélectricité en métropole continentale

Notre avenir énergétique se décide maintenant

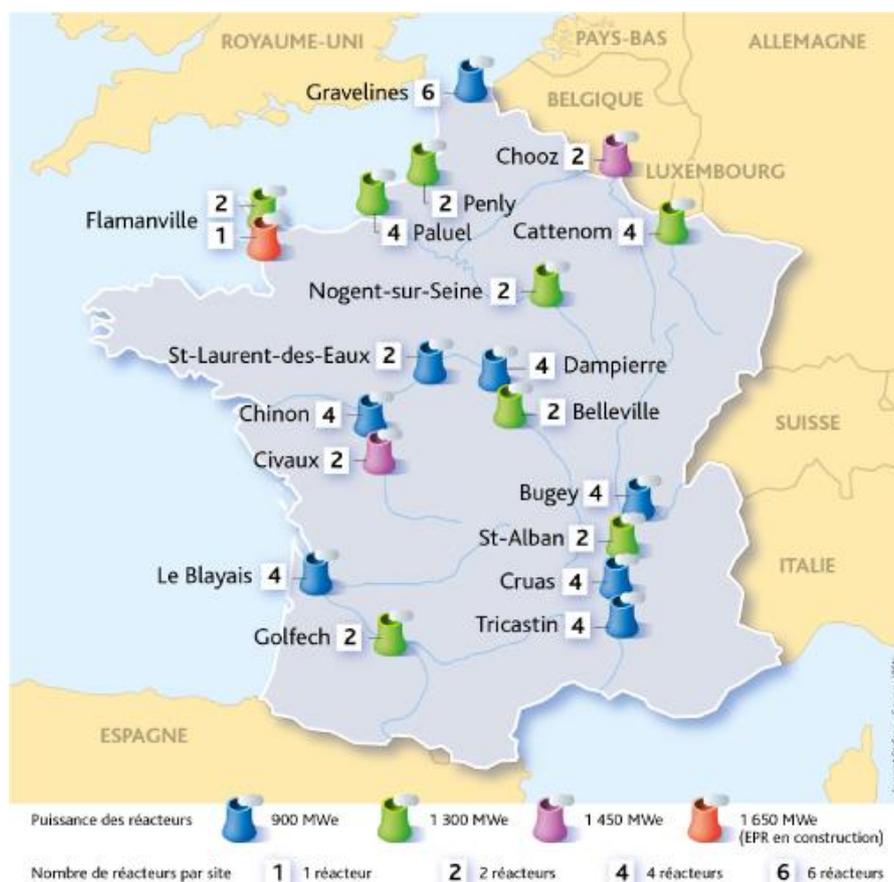


5. Fiche thématique n°5 : Le parc nucléaire existant

Quel est l'état du parc nucléaire français en 2022 ?

En 2022, le parc nucléaire français comporte **56 réacteurs de production d'électricité** en fonctionnement **répartis sur 18 centrales**, constituant une puissance installée de 61,3 GW. Ces réacteurs, exploités par EDF, reposent tous sur une même technologie, dite « à eau sous pression », et se répartissent en différents paliers standardisés, de puissance unitaire comprise entre 900 MW et 1450 MW. Le réacteur Flamanville 3 en construction, de type EPR, atteindra une puissance d'environ 1650 MW ; sa mise en service est prévue en 2023, avec un chargement du combustible prévu d'ici la fin du premier semestre 2023.

Le parc nucléaire a assuré en 2021 la production de **361 TWh**, soit **69% de la production électrique française totale**.



Le parc nucléaire de production d'électricité en France en 2022 (Source : IRSN)

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.**

Les **premiers réacteurs construits de 900 MW atteignent actuellement leurs 40 ans de fonctionnement et effectueront leurs quatrièmes visites décennales principalement au cours de la période 2019-2025.** Ceux d'une puissance de 1300 MW connaîtront les leurs au cours de la période 2025-2035.

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 est présente sur la quasi-intégralité des métiers du nucléaire civil.

Quelle gestion du combustible et des déchets nucléaires ?

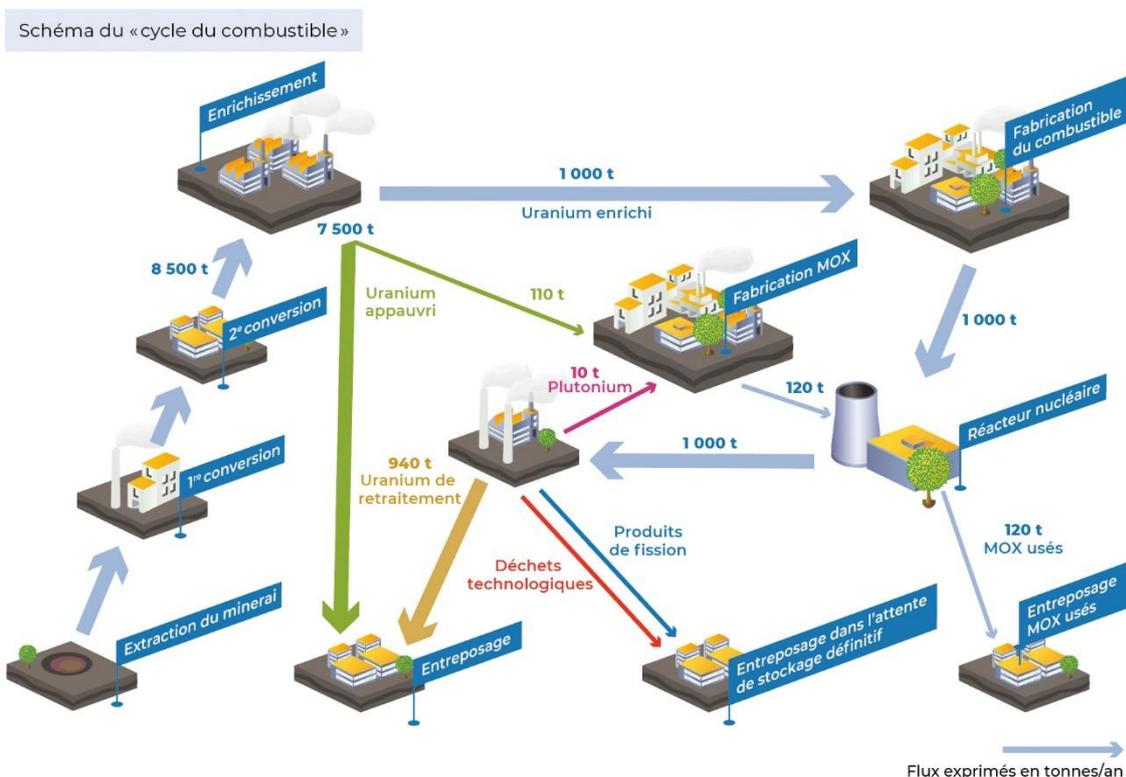
Les réacteurs nucléaires français utilisent comme combustible de **l'uranium naturel enrichi (UNE)**. Celui-ci est conditionné sous forme de pastilles d'oxyde d'uranium placées dans des assemblages métalliques. La France dispose d'une **industrie couvrant les principales étapes de gestion du combustible 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.

Notre avenir énergétique se décide maintenant



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 termes d'études et de recherches.**



Le cycle du combustible nucléaire en France (Source : ASN)

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 au plus haut niveau d'exigence des enjeux en matière de sûreté et de sécurité nucléaire**. En effet, l'exploitation de l'énergie nucléaire ne peut se faire que dans un cadre juridique spécifique, en raison d'une part des risques ou inconvénients 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, et d'autre part des enjeux de sécurité d'approvisionnement énergétique qui lui sont associés. Plusieurs acteurs institutionnels définissent et font respecter le cadre dans lequel les industriels du nucléaire déploient leurs activités sur le territoire national et à l'étranger.

En France, la ministre chargée de la sûreté nucléaire définit, après avis de l'Autorité de Sûreté Nucléaire (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). Cette 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.

Ces missions s'appuient sur des organismes spécialement chargés de la sûreté nucléaire, avec d'une part une autorité administrative indépendante, l'ASN, chargée du contrôle, d'autre part un organisme public d'expertise et de recherche, l'Institut de Radioprotection et de Sûreté Nucléaire (IRSN).

L'ASN est **une autorité administrative indépendante** créée par la loi du 13 juin 2006 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire. **Elle assure, au nom de l'État, le contrôle de la sûreté nucléaire et de la radioprotection en France pour protéger les travailleurs, les patients, le public et l'environnement des risques liés aux activités nucléaires.** Elle réglemente et autorise l'exploitation des installations concernées, les inspecte pour vérifier qu'elles respectent les règles et les prescriptions de sûreté, avec le pouvoir de sanctionner et d'arrêter à tout moment l'installation en cas de manquement. Elle informe également le public sur son activité et sur l'état de la sûreté nucléaire et de la radioprotection, supervise les opérations de mise en sûreté en cas de situation d'urgence et assiste le Gouvernement dans la gestion de crise. Enfin, elle contribue à l'international à l'élaboration et à la diffusion des meilleures principes et pratiques en matière de sûreté nucléaire. L'ordonnance du 11 février 2016 portant diverses dispositions en matière nucléaire renforce les moyens de contrôle et les pouvoirs de sanction de l'ASN.

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

Notre avenir énergétique se décide maintenant



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 ?

Parmi les 56 réacteurs existants du parc, les **52 plus anciens ont été mis en service au cours d'une période de 15 années environ sur la base d'une technologie constante**. La gestion dans le temps de leurs arrêts définitifs constitue ainsi un enjeu afin d'éviter un risque « **d'effet falaise** », **c'est-à-dire la fermeture d'un grand nombre de réacteurs sur une période relativement courte, et prévoir le cas échéant, le renouvellement de la capacité de production correspondante dans des conditions industriellement réalistes**. Cet « effet falaise » peut concerner à la fois un risque technique ou de sûreté qui justifierait de la mise à l'arrêt définitive de ces installations dans un intervalle de temps court. Cela peut également, à l'instar du problème de corrosion sous contrainte découvert sur le parc fin 2021, conduire à une diminution conjoncturelle de la disponibilité d'un ou de plusieurs réacteurs nucléaires.

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.

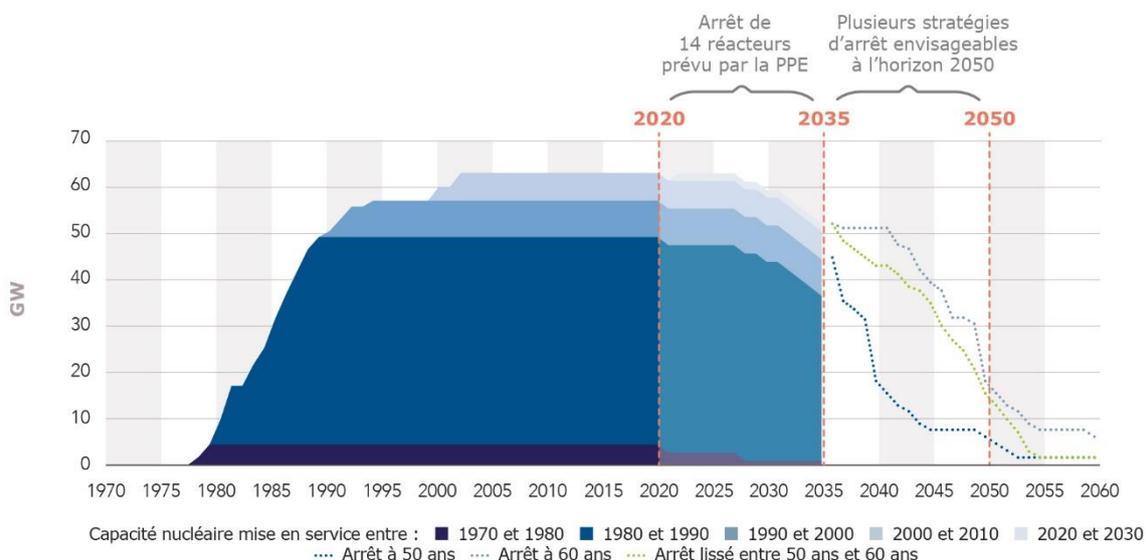


Illustration du risque « d'effet falaise » en cas d'arrêts de nombreux réacteurs en fonctionnement pendant une période relativement brève (Source : RTE « Futurs énergétiques 2050 »)

Les réacteurs mis en service entre 1978 et 1980 atteignent leurs quatrièmes visites décennales. Cela induit des enjeux de jeunesse, 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€ courants ¹⁸ pour la période 2014-2025. Ce programme se poursuivra au-delà de 2025 et EDF estime à environ 33 Md€ ¹⁹ 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.**

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

¹⁸ <https://www.edf.fr/sites/groupe/files/2022-03/edf-urd-rapport-financier-annuel-2021-fr-v2.pdf>

¹⁹ <https://www.edf.fr/sites/groupe/files/2022-05/2022-05-04-cp-t1-2022-yc-annexes.pdf>

Notre avenir énergétique se décide maintenant



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.

6. Fiche thématique n°6 : Les perspectives de relance du nucléaire

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 **56 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** (SMR – pour small modular reactor), 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. Son niveau de conception a atteint fin 2021 le stade de *basic design*, 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. L'objectif de mise en service du premier réacteur est à ce stade envisagé à l'horizon des années 2035-2037.

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 à date a été **confirmée par des audits externes** commandés par le Gouvernement en 2019 et 2021 au regard du stade de maturité du projet. Un nouvel audit des coûts, des risques et du calendrier devra être mené, conformément au rapport « Travaux relatifs au nouveau nucléaire – PPE 2019-2028 ».

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 ont réalisé, lors du premier audit, 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 financements et de régulation. Celles-ci devraient 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 rédhibitoire 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 pouvoirs publics **conduiront des audits visant à apprécier leur portée et leur efficacité**.

Les **enjeux locaux d'implantation** de nouveaux réacteurs ont amené EDF à pré-identifier de potentiels sites d'installation en **priviliégiant 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**.

Que peuvent apporter les petits réacteurs modulaires (SMR) ?

Les petits réacteurs modulaires (ou Small Modular Reactor - 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 filière nucléaire française travaille depuis 2016 sur le **projet Nuward** de développement d'un petit réacteur modulaire à eau pressurisée. Depuis septembre 2020, EDF est chef de file du projet avec le CEA, Naval Group et TechnicAtome comme sous-traitants stratégiques. Il s'agit du seul projet de R&D d'envergure concernant le développement industriel d'un SMR dans l'Union européenne. Le projet Nuward consiste en l'étude de faisabilité, la mise au point, le développement, l'industrialisation et la commercialisation à terme **d'une centrale électronucléaire de 340 MW comprenant deux réacteurs modulaires de 170 MW chacun**. L'association de quatre ou six réacteurs peut également être envisagée pour obtenir une puissance totale plus élevée. Le concept Nuward met en œuvre des principes de conception novateurs qui en font – selon EDF – le plus compact de sa catégorie.

La contribution précise des SMR à la production nucléaire à l'horizon de l'année 2050 pourra être déterminée lorsqu'ils auront atteint une maturité technologique et industrielle suffisantes. **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.

Au-delà des perspectives de contribution au mix énergétique domestique de 2050, l'investissement dans le projet Nuward ouvre deux perspectives d'avenir :

- la filière nucléaire française pourrait **conquérir des parts de marché importantes** avec son SMR, en complément de son offre actuelle, en répondant aux besoins de sites isolés ou de zones dans lesquelles le développement du réseau électrique est insuffisant pour la grande puissance ;
- le **potentiel d'innovation est élevé sur ces gammes de puissance**. Le plan France 2030 consacre 450 M€ au soutien à l'émergence de nouveaux concepts de réacteurs, les technologies SMR de rupture seront des candidats pertinents pour bénéficier de cette aide publique.

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.

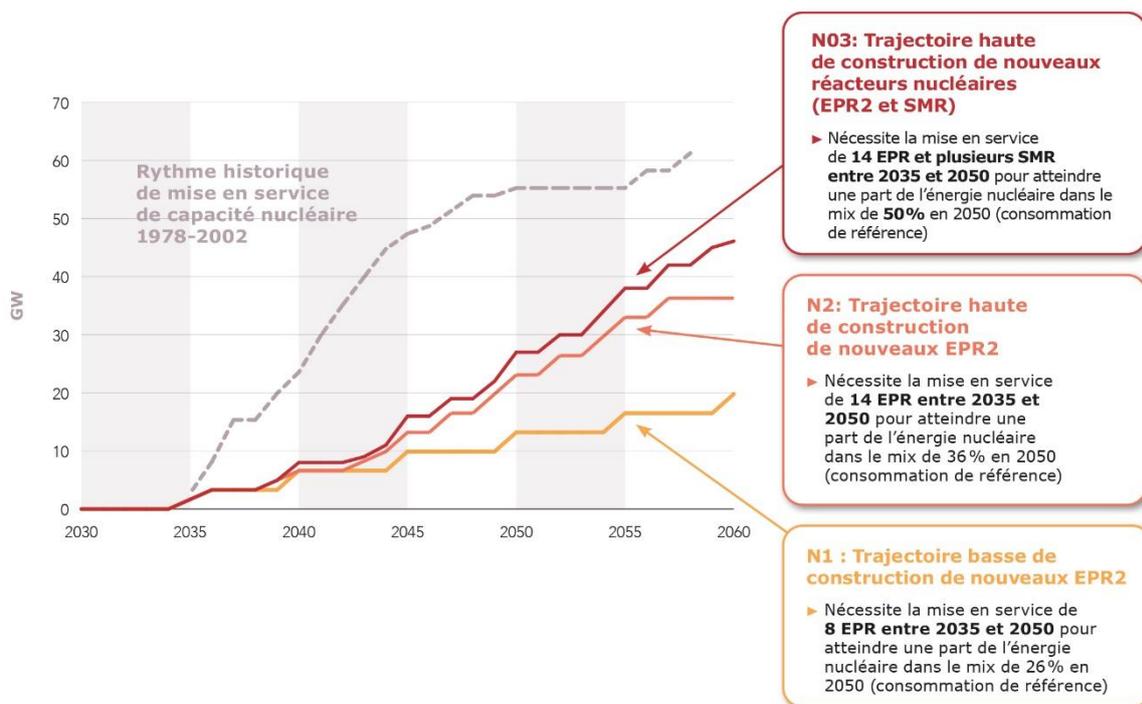
Cette étude conclut notamment que :

- 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 ;

Notre avenir énergétique se décide maintenant



- 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.



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.

7. Fiche thématique n°7 : La production d'électricité à partir d'énergies fossiles, de bioénergies et de géothermie

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

Au 31 décembre 2021, la **puissance du parc thermique fossile installée est de 17,98 MW**, dont 1,8 GW de charbon, 3,4 GW de fioul et 12,8 GW de gaz. Le parc est composé de près de 1 200 installations de taille très variable (de quelques centaines de kW pour les plus petites à plusieurs centaines de MW pour les plus grosses). En 2021, ces installations ont produit **38,6 TWh soit 7,4%** de la production d'électricité nationale.

La répartition entre les combustibles et technologies est la suivante :

Combustible	Technologie	Puissance installée au 31/12/2021 (MW)
Charbon	Total	1 818
Fioul	Total	3 387
	Turbines à combustion	1 403
	Cogénérations	500
	Autres	1484
Gaz	Total	12 779
	Turbines à combustion	753
	Cycles combinés gaz	6 778
	Cogénérations	4 946
	Autres	302

*Répartition par combustible et technologie des installations du parc thermique
(Source Bilan électrique 2021 RTE)*

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 n°2022-123 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 fera 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**. Les deux centrales restantes (centrale de Cordemais et centrale Émile-Huchet) devraient être fermées dans les prochaines années, en fonction des conditions de sécurité d'approvisionnement. **Un accompagnement des salariés des centrales et places portuaires concernées par la fermeture de ces centrales** a également été mis en place et s'est notamment matérialisé par une période de 24 mois au maximum durant laquelle les salariés ont vu leur revenu garanti, afin de leur permettre de réaliser leur transition professionnelle.

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 avant cette date pourront poursuivre leur activité jusqu'au terme de leur contrat.

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

Au 31 décembre 2021, la puissance installée de production d'électricité à partir de bioénergies est de **2,2 GW**. Elle a produit **10 TWh, soit 1,8%** de la production d'électricité nationale.

La production d'électricité à partir de bioénergies, est réalisée par trois filières différentes :

Notre avenir énergétique se décide maintenant



- La filière part biodégradable des déchets ménagers est constituée des usines d'incinération de déchets ménagers (UIOM). L'électricité produite à partir d'UIOM est comptabilisée pour moitié comme renouvelable.
- La filière bois énergie est constituée des installations de combustion ou d'incinération de biomasse forestière, de déchets de bois et de résidus de l'industrie papetière.
- La filière biogaz regroupe l'énergie produite par valorisation du biogaz (méthaniseurs, installations de stockage de déchets non dangereux (ISDND), stations d'épuration).

Filières	Déchets de papeterie	Biogaz	Bois énergie et autres combustibles solides	Déchets ménagers renouvelables	Déchets ménagers non renouvelables
Puissance installée au 31/12/2022 (MW)	39	559	705	455	455

*Répartition par filière des capacités de production d'électricité à partir de bioénergies
(Source Bilan électrique 2021 RTE)*

La production d'électricité de la filière bioénergie **est pilotable et à ce titre peut contribuer à la sécurité d'approvisionnement du réseau électrique.**

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.

Par ailleurs, se posera dans les prochaines années l'opportunité de soutenir, à travers des dispositifs dédiés, des projets innovants de cette géothermie électrique, notamment lorsqu'elle sera couplée à de la **production de lithium, métal critique pour la transition énergétique, notamment pour la fabrication des batteries électriques.**

Quelles évolutions à moyen et long terme ?

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.

8. Fiche thématique n°8 : Les réseaux électriques

Le rôle des réseaux électriques ?

Pour être **acheminée 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 des réseaux de transport et 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.



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

Notre avenir énergétique se décide maintenant



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 [Schéma décennal de développement de réseau](#) (SDDR) publié par RTE en 2019 a dressé les **perspectives du développement du réseau de transport d'ici 2035**, en se fondant sur la trajectoire d'évolution du mix électrique projetée par la programmation pluriannuelle de l'énergie. Il prévoit ainsi un **investissement de 33 Mds€ sur 15 ans**. L'étude « Futurs Énergétiques 2050 » de RTE ne conduit pas à des modifications substantielles de l'équilibre du SDDR sur cette période de temps. Elle permet en revanche de visualiser les **évolutions importantes et structurelles des réseaux au-delà de 2030**.

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 :

Notre avenir énergétique se décide maintenant



- **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, **renforce le besoin d'interconnexions entre la France et ses voisins** afin de sécuriser le système électrique. Les échanges transfrontaliers permettent de disposer de la disponibilité des capacités à l'étranger et d'atténuer les aléas liés aux conditions climatiques et donc de diminuer le montant des investissements qui devraient autrement être réalisés. **La capacité d'import en 2050 pourrait représenter 39 GW selon RTE, à comparer aux 13 GW actuels.**

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 sur la période 2035-2050 (par rapport à la période 2020-2035). Les évolutions sont d'autant plus majeures que la part des énergies renouvelables dans le futur mix électrique est importante. Les besoins d'adaptation du réseau de transport diminuent dans les scénarios où de nouveaux réacteurs nucléaires sont construits sur des sites existants, dans la mesure où cela s'inscrirait dans le prolongement de la situation actuelle.

En outre, les besoins générés par l'électrification des procédés, notamment dans l'industrie conduira à des besoins en raccordement et en renforcement, dont les délais doivent être anticipés et réduits afin que les sites concernés puissent opérer leur transition énergétique dans un horizon le plus rapproché possible.

Enfin, dans tous les cas de figure, un accroissement important des investissements de renouvellement des infrastructures vieillissantes apparaît indispensable, et 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. RTE estime qu'à partir de 2035, les investissements en renouvellement vont plus que doubler et devraient totaliser 20 Mds€, soit une moyenne de l'ordre de 1,3 Mds€/an.

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

Quels investissements pour le réseau de distribution ?

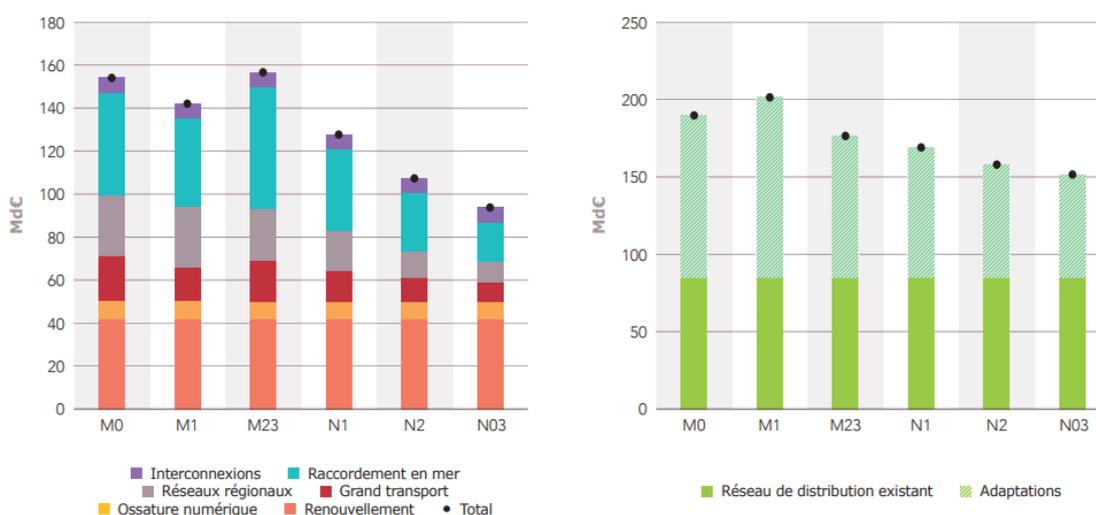
Notre avenir énergétique se décide maintenant



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**, selon les scénarios, le **raccordement de capacités de production variant entre 93 et 237 GW à l'échelle nationale**.

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 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.



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**, notamment à partir de 2035. **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.**

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.

9. Fiche thématique n°9 : La flexibilité du système électrique

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, conduira dans les prochaines années à une augmentation de la production électrique décarbonée. Au sein de cette électricité décarbonée, **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** (centrales hydroélectriques par exemple), **que de la demande** (lissage des pics de consommation), 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 et la transformation associée du mix de production**, notamment pour intégrer une part croissante d'énergies renouvelables variables au réseau. Elle constitue par ailleurs un levier d'optimisation des investissements nécessaires pour le réseau.

En quoi consiste la flexibilité de la demande ?

La flexibilité de la demande consiste, en cas de déséquilibre offre-demande d'électricité, à provisoirement réduire ou augmenter la consommation d'électricité d'un site donné ou d'un groupe d'acteurs. Elle constitue un levier pouvant contribuer :

- à l'adéquation long-terme entre l'offre et de la demande ;
- 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**. Ce pilotage est aujourd'hui réalisé principalement 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, ballons d'eau chaude, 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 **consommation n'est ainsi pas annulée, mais simplement reportée à un moment où le système électrique sera moins en tension.**

Le système électrique français s'appuie sur une capacité de pilotage de la demande historique, avec la mise en place dès les années 80 des incitations tarifaires à consommer aux heures de moindre tension dans l'équilibre Production/Consommation grâce au système Heures Creuses/Heures Pleines (HC/HP).

La PPE 2019-2028 détaille des objectifs ambitieux de développement des capacités d'effacement de consommation électrique : 4,5 GW en 2023, 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.

Quels sont les besoins en stockage ?

L'étude « Futurs énergétiques 2050 » de RTE démontre que l'essor des énergies renouvelables nécessaire pour atteindre l'objectif de neutralité carbone, devrait s'accompagner d'un recours accru aux technologies de stockage, notamment à partir de 2035.

Le stockage d'électricité répond aux mêmes besoins de flexibilité que le pilotage de la demande, ainsi qu'aux besoins induits par le caractère non pilotable des énergies renouvelables (éolien et photovoltaïque). 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** : 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'une voiture électrique comporte une batterie qui stocke de l'électricité pour l'utiliser pendant la période où la voiture roule. La montée en puissance du parc de voitures électriques couplé 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). La PPE actuelle prévoit de renforcer encore ces capacités par un développement supplémentaire de 1,5 GW de STEP entre 2030 et 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, RTE estimant à 800MW la puissance raccordée d'ici fin 2023, contre 310 MW aujourd'hui.

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.

Quelles opportunités à long terme ?

Sur le long terme, **la poursuite de la diversification du mix électrique devrait renforcer les opportunités de développement** des différentes filières. En effet, dans son rapport « Futurs énergétiques 2050 », RTE identifie des **besoins importants de flexibilité** dans tous les scénarios. S'échelonnant entre 28 GW et 68 GW, ces besoins sont d'autant plus importants que la part d'énergies renouvelables dans le mix électrique l'est.

10. Fiche thématique n°10 : Les dispositifs de soutien aux énergies renouvelables électriques

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 appels d'offres** 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 fixés par arrêté ministériel**. Ils bénéficient alors tous du même tarif, en fonction de leurs caractéristiques. Ce dispositif s'applique notamment :

- Pour les installations utilisant l'énergie solaire photovoltaïque implantées sur bâtiment pour une puissance inférieure ou égale à 500 kW ;
- Pour les éoliennes terrestres de petite puissance (3 MW) de moins de six aérogénérateurs. 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 ;
- A certaines installations hydroélectriques de petite puissance.

Ces **arrêtés peuvent contenir des dispositions environnementales ou des conditions d'éligibilités**. Par exemple :

- Pour la plupart des appels d'offres, les projets doivent au préalable avoir reçu une autorisation administrative (autorisation environnementale dans le cas des éoliennes terrestres par exemple) ;

- Pour le photovoltaïque, seuls les projets présentant un bon bilan carbone (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.

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 de la transition énergétique.

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.

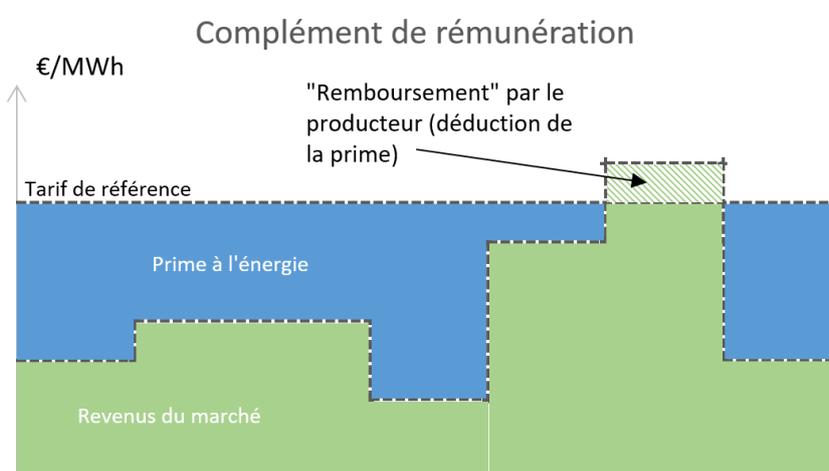
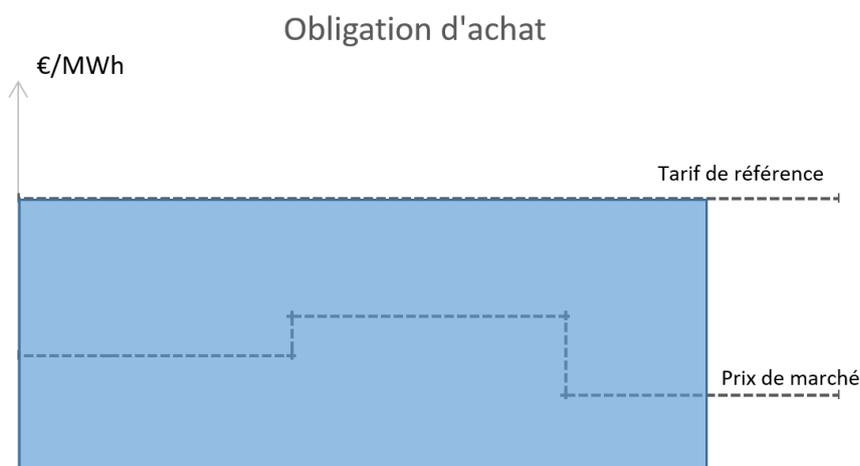


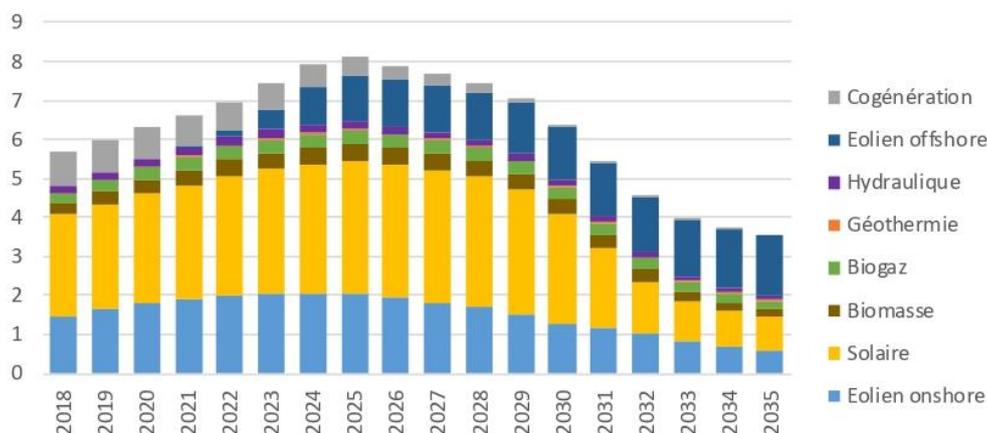
Schéma des dispositifs d'obligation d'achat et de complément de rémunération (Source DGEC)

Comment sont financés ces dispositifs de soutien ?

Les coûts résultant de ces dispositifs de soutien représentent une partie des charges de service public de l'énergie (CSPE), qui sont compensées aux opérateurs les supportant. Depuis la réforme de la CSPE introduite dans la loi de finances rectificative pour 2015, ces charges sont inscrites au budget de l'Etat.

Lors de l'élaboration de la PPE2, a été évalué le niveau de soutien annuel au titre des engagements de l'Etat pour les énergies renouvelables électriques et la cogénération. Dans un scénario avec un prix de marché de l'électricité à 56 €/MWh, les **charges passent de 6 à 8 Mds€/an entre 2020 et 2025, sous l'effet notamment de la mise en service de projets engagés, avant de baisser de plus de 50% jusqu'en 2035**, en particulier sous l'effet (i) de l'arrivée à échéance relativement concentrée des contrats photovoltaïques et (ii) de l'arrivée à échéance progressive des contrats éoliens terrestres.

Notre avenir énergétique se décide maintenant



Estimation de l'évolution des charges annuelles de service public liées au soutien des énergies renouvelables électriques et à la cogénération pour un prix de l'électricité à 56 €/MWh en 2028 (Source : PPE2)

Les engagements budgétaires, sur l'ensemble de la durée des contrats d'achat, correspondant à la **mise en service des capacités d'énergies renouvelables électriques prévus par la PPE2** représentent **un montant cumulé compris entre 19,2 à 33,4 Mds€**.

Toutefois, **du fait de la forte hausse des prix de l'électricité constatée sur les marchés depuis 2021**, de nombreux projets de production d'énergie renouvelable vont reverser à l'Etat la différence entre ce prix de marché et le niveau de leur soutien, faisant **fortement baisser les charges de CSPE par rapport à ces estimations**. Ainsi, d'après [les estimations de la Commission de Régulation de l'Energie](#) (CRE), la recette prévisionnelle liée aux énergies renouvelables électriques s'élève, au titre de 2022 et 2023, à 8,6 milliards d'euros cumulés pour le budget de l'État. Cette nouvelle source budgétaire permet notamment de contribuer aux dispositifs tels que les boucliers tarifaires sur l'électricité ou le gaz et participant de ce fait à la protection des consommateurs.

11. Fiche thématique n°11 : La chaleur renouvelable

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

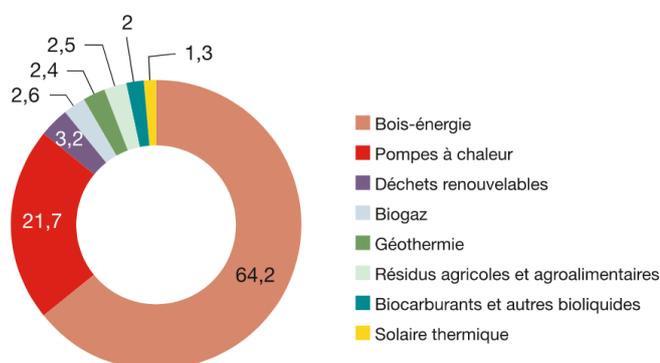
Le développement de la chaleur issue d'énergies renouvelables est un volet majeur de la Stratégie nationale bas-carbone (SNBC). En France, la chaleur représente environ la moitié de la consommation finale énergétique et **reste majoritairement produite par des énergies fossiles** fortement émettrices 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 2020, les 833 réseaux de chaleur français ont livré une quantité de chaleur de 25 TWh, alimentant principalement des bâtiments résidentiels (54% de la chaleur livrée) et des bâtiments tertiaires (36% 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 2020, la **consommation primaire d'énergies renouvelables pour usage de chaleur s'élevait à 173 TWh**. 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**.

Total : 173 TWh

En % (données corrigées des variations climatiques)



Consommation primaire d'énergie renouvelables pour usage de chaleur en 2020 (Source : SDES Chiffres Clés des énergies renouvelables Edition 2021)

Notre avenir énergétique se décide maintenant



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 2020, elles couvraient **23,4% de la consommation finale** brute de chaleur et de froid (contre 18,9% en 2015).

	Réalisé 2015	Réalisé 2016	Réalisé 2017	Réalisé 2018	Réalisé 2019	Réalisé 2020	Objectif PPE 20228
Part des EnR dans la consommation finale brute de chaleur et de froid (%)	18,9	20,1	20,6	21,2	22,4	23,4	34,3 à 38,9

Évolution de la part des énergies renouvelables dans la consommation finale brute de chaleur et de froid de 2015 à 2020 (Source : DGEC Indicateurs de suivi de la PPE d'après SDES)

La PPE 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**. Les livraisons de chaleur et de froid EnR&R doivent continuer à progresser pour atteindre les objectifs fixés par la PPE pour 2028 : 31,0 à 36,0 TWh EnR&R livrés par les réseaux de chaleur et 2,0 à 2,7 TWh EnR&R livrés les réseaux de froid.



Évolution des livraisons nettes de chaleur dans les réseaux de chaleur de 2009 à 2020 (Source : FEDENE/SNCU)

Comment l'État 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 2009-2021, l'ADEME a engagé **2,9 Mds€** à travers le Fonds Chaleur pour soutenir **plus de 6 500**

opérations, qui ont généré un montant d'investissement total de 10,8 Mds€ et qui représentent une production supplémentaire de chaleur renouvelable de 39 TWh/an. Le fonds chaleur est doté de 520 M€ en 2022 (contre 350 M€ en 2021 et 2020, et environ 220 M€ en 2015).

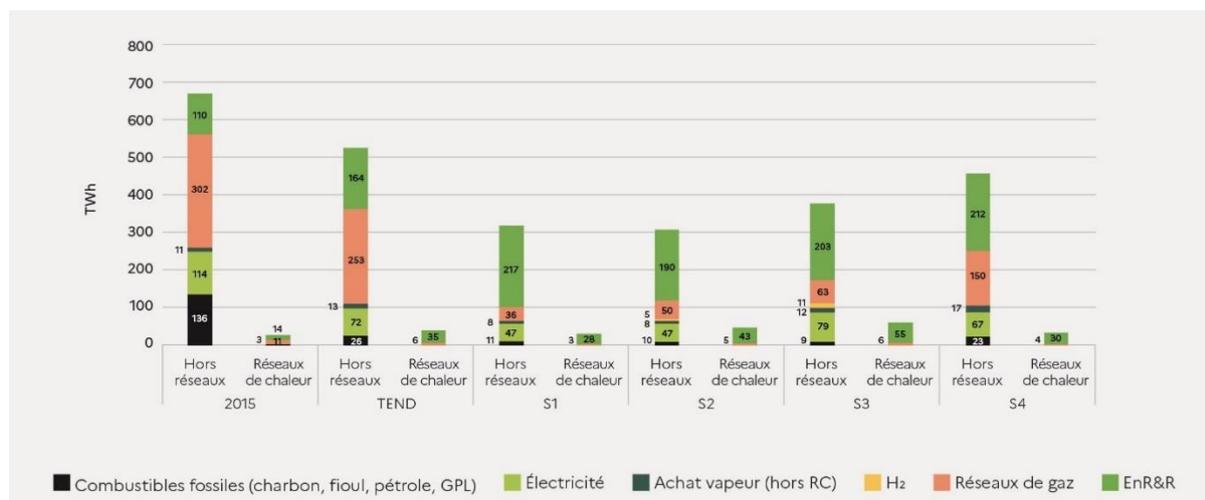
Le plan France Relance a permis de lancer un **appel à projet BCIAT** (Biomasse Chaleur Industrie Agriculture et Tertiaire) **pour soutenir la décarbonation de l'industrie** avec à la fois des aides à l'investissement et au fonctionnement. **Les 96 projets soutenus depuis le lancement de ce dispositif représentent 1,27 Md€ d'investissements industriels, et bénéficieront de 418,6 M€ d'aide à l'investissement et de 316 M€ d'aide au fonctionnement pour une durée de 15 ans.** La mise en œuvre de ces projets permettra d'éviter plus de 1,83 MtCO₂eq/an d'émissions de GES. Le **plan France 2030**, en lien avec le plan de résilience visant à réduire les consommations de combustibles fossiles dans le contexte de la guerre en Ukraine, a permis **de renouveler l'appel à projet BCIAT** pour un montant de 150 M€ à partager avec un autre appel à projet relatif à la décarbonation des procédés industriels.

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.

Notre avenir énergétique se décide maintenant



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)

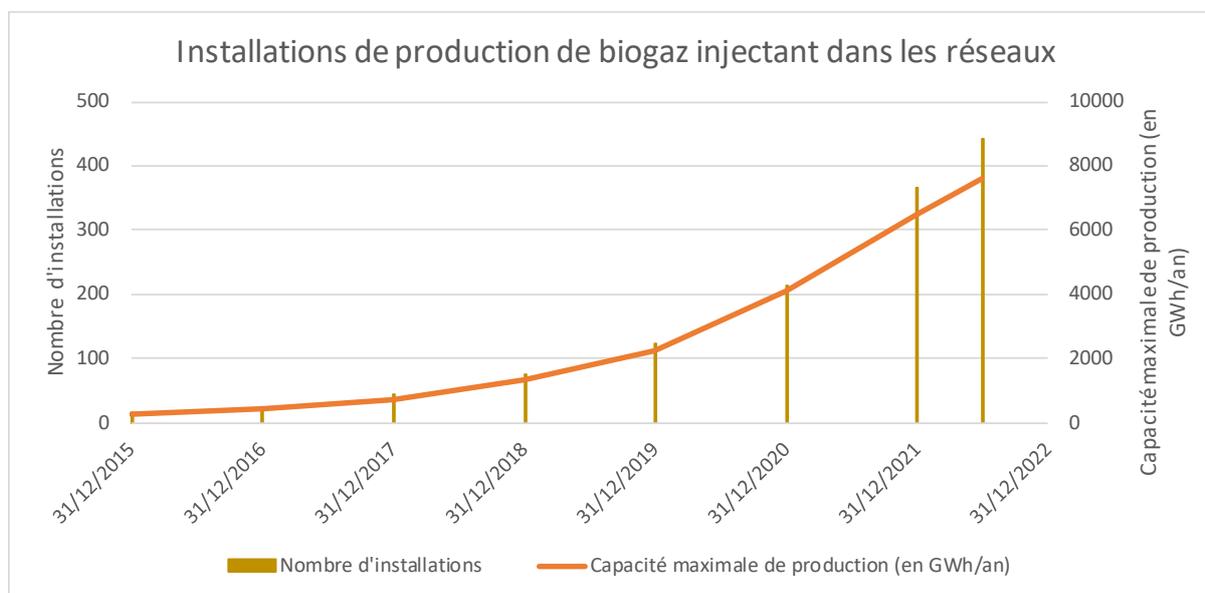
12. Fiche thématique n°12 : Le biogaz

Qu'est-ce que le biogaz ?

Le biogaz est un gaz renouvelable produit à partir de la biomasse. Il s'agit de la **seule technologie aujourd'hui mature pour décarboner le gaz naturel fossile** (environ 450TWh de consommation primaire en France). Le caractère fini de la ressource en biomasse et les différents usages de celles-ci ne permettent pas d'envisager une substitution de l'ensemble du gaz fossile actuellement consommé par du biogaz. L'atteinte de la neutralité carbone à l'horizon nécessitera donc à la fois **un développement de la production de gaz décarboné et une baisse de la consommation de gaz**.

Le biogaz est une **énergie renouvelable encore peu développée, mais qui a connu une forte évolution au cours des dernières années**. Le nombre d'installations de production de biogaz a été plus que doublé depuis fin 2017, et on compte fin 2021 1318 installations produisant du biogaz :

- 365 installations le valorisant par injection dans les réseaux de gaz naturel (442 installations mi-2022 pour une capacité de production de 7,6 TWh/an pour un objectif de production de 6 TWh/an en 2023 prévu par la PPE2) ;
- 953 par production d'électricité (soit une capacité installée de 558 MW).



Installations de production de biogaz injectant dans les réseaux de gaz naturel (Source : D'après SDES Tableau de bord : biométhane injecté dans les réseaux de gaz 2^{ème} trimestre 2022)

Le biogaz peut être **valorisé de différentes manières** : il peut être épuré afin d'obtenir un gaz 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**.

La **production de biogaz permet notamment de décarboner 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 des transports de marchandises longue distance (navires).

Comment produit-on le biogaz ?

Actuellement, le **biogaz est principalement produit par méthanisation**, à savoir la dégradation par des micro-organismes de la matière organique. 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 matière organique pouvant être dégradée facilement par des micro-organismes**. Les matières (intrants) pouvant être utilisées dans un méthaniseur comprennent les déchets ménagers, les déchets organiques de l'industrie agro-alimentaire, les effluents d'élevages, les déchets végétaux, les produits agricoles et les matières résultat 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% des cultures alimentaires ou énergétiques, cultivées à titre de culture principale**.

Au-delà de la méthanisation, **d'autres technologies** de production de biogaz, comme par exemple la gazéification de biomasse, **font actuellement l'objet d'expérimentations**. Des premiers démonstrateurs ont été financés par le biais du Programme d'investissements d'avenir (PIA), mis en place par l'État pour financer des investissements innovants et prometteurs sur le territoire, afin de permettre à la France d'augmenter son potentiel de croissance et d'emplois. Des dispositifs de soutien complémentaires sont à l'étude pour le soutien de ces technologies innovantes.

Quels sont les objectifs de développement du biogaz ?

Afin de remplacer progressivement le gaz naturel fossile par du gaz renouvelable afin d'atteindre la neutralité carbone, [l'article L. 100-4 du code de l'énergie](#) fixe l'objectif de **porter la part des énergies renouvelables à 10% de la consommation de gaz à l'horizon 2030**.

La programmation pluriannuelle de l'énergie d'avril 2020 (PPE2) fixe 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. **Le rythme de développement des projets devrait permettre d'atteindre cet objectif** : la production s'est élevée à 4,3 TWh en 2021 pour une capacité maximale installée de 6,4 TWh/an. Pour 2028, la PPE définit un objectif de production de biogaz compris entre 24 à 32 TWh/an, dont 14 à 22 TWh/an pour le biogaz injecté, en fonction de la baisse des coûts de production.

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 pour la production de biogaz valorisé par injection dans un réseau. Le tarif d'achat a été revu en 2020 pour le réserver aux projets 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 suite à **appel d'offres** pour soutenir les projets ayant une capacité de production supérieure à 25 GWh/an ;
- 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.

D'autres dispositifs de soutien sont en cours de déploiement :

- Un **dispositif de complément de rémunération pour le biogaz non injecté** dans un réseau de gaz naturel, destiné à permettre un soutien à la méthanisation sur l'ensemble du territoire, y compris dans les zones éloignées des réseaux de gaz naturel, en favorisant la valorisation du biogaz sous forme de carburant pour véhicules (GNV) ;
- Un **dispositif de certificats de production de biogaz**, destiné à permettre l'accélération du développement de la méthanisation, avec valorisation par injection dans un réseau de gaz naturel, en imposant aux fournisseurs de gaz naturel une obligation de restitution de certificats de production de biogaz. Les fournisseurs de gaz naturel pourront obtenir ces certificats en produisant du biogaz injecté dans le réseau ou auprès de producteurs de biogaz injecté.

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**. La SNBC2 estimait le potentiel de production de biogaz entre 150 et 250 TWh par an. 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.

13. Fiche thématique n°13 : Les biocarburants

Que sont les biocarburants ?

Les biocarburants sont des **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**.

En France, les biocarburants les plus utilisés sont issus de ressources agricoles et s'inscrivent généralement dans un système de **double valorisation entre une production alimentaire d'une part et une production énergétique d'autre part**. Par exemple, les graines de colza sont utilisées en huile utilisée pour le biodiesel alors que le reste du colza est 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 usagées de cuisson. On distingue ainsi **les biocarburants « conventionnels » en concurrence alimentaire des biocarburants « avancés »** ne présentant pas de concurrence alimentaire et permettant une valorisation de déchets tel que le marc de raisin, les déchets industriels ou les résidus sylvicoles.

L'usage des biocarburants **contribue largement à l'objectif européen de 14%** d'utilisation d'énergie renouvelable dans les transports d'ici 2030. En France, les biocarburants représentent **environ 12% de la consommation finale d'énergies renouvelables** (10% en 2020 qui est une année atypique en termes de consommation de carburants), et 6% de la consommation énergétique finale des transports (pour un objectif national de 15% en 2030). La consommation de biocarburants a été multiplié par 5 depuis 2005.

Quelles sont les différentes filières de biocarburant ?

Le bioéthanol pour la filière essence

La filière biocarburant « essence », pour les véhicules essence, comprend l'éthanol et son dérivé l'ETBE (éthyl-tertio-butyl-éther). **En France en 2021, 8,6% de l'énergie contenue dans les essences était d'origine renouvelable**, majoritairement composé 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).

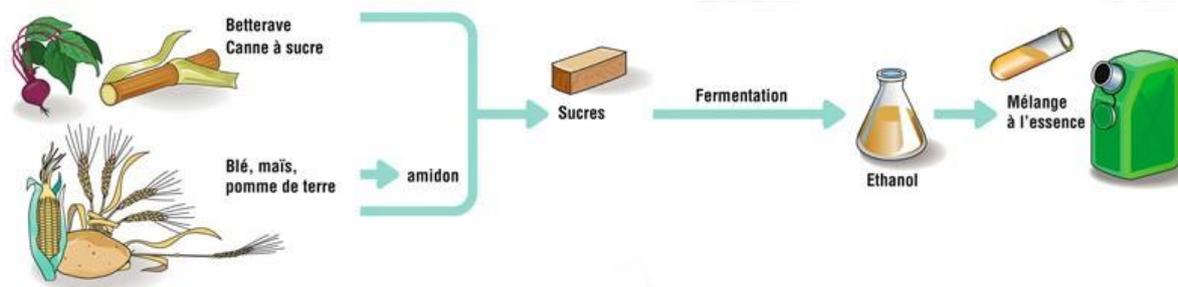


Schéma de production du bioéthanol (Source : IFPEN)

Notre avenir énergétique se décide maintenant



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

L'ester méthylique d'acide gras (EMAG) pour la filière diesel

La filière des biocarburants de type EMAG, comprend différents produits, fabriqués à partir d'huiles issues de plantes oléagineuses, de graisses animales ou d'huiles usagées. **En 2021, 7,3% de l'énergie contenue dans le gazole provenait de biocarburants de type EMAG.**

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.



Schéma de production des EMAG (Source : IFPEN)

Les huiles hydrotraitées pour l'essence, le diesel ou le kérosène

L'hydrotraitement consiste à traiter à l'hydrogène des corps gras contenus dans les huiles végétales ou les graisses animales. Il existe deux procédés pour le réaliser :

- dans une unité dédiée de type « bioraffinerie »,
- en co-traitement dans une raffinerie (l'huile est mélangée en amont de l'unité de désulfuration à un flux pétrolier de gazole) : ce procédé est appelé « co-processing ».

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 pour obtenir du biogazole de synthèse ;
- La voie biochimique pour obtenir de l'éthanol.

Notre avenir énergétique se décide maintenant

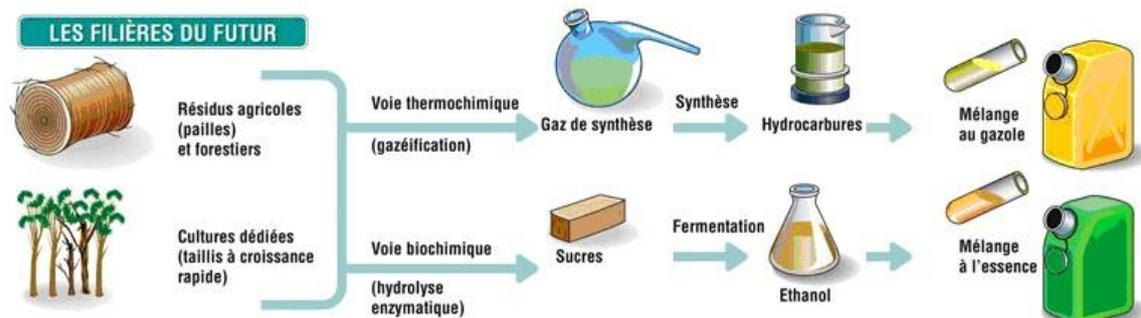


Schéma de production des filières du futur (Source : IFPEN)

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 produisant par exemple du biokérosène.

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.

- **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, les biocarburants issus de ressources alimentaires tel que le colza ou le blé sont ainsi limités à 7% de la consommation d'énergie des transports au niveau de l'Union européenne.** En France, certaines ressources ont également été exclues (huile de palme, soja) des dispositifs d'incorporation. En France, les biocarburants utilisés émettent en moyenne 65% de GES que leur équivalent fossile.

Comment soutient-on le développement des biocarburants ?

Le soutien à la **consommation de biocarburants est porté par** la taxe incitative relative à l'utilisation d'énergie renouvelable dans les transports. 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.

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

Notre avenir énergétique se décide maintenant



Le parc roulant des véhicules thermiques roulant à l'essence et au diesel est amené à décroître d'ici 2035, dans le même temps que l'électrification du parc sera menée. 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 se maintiendront après 2035 tant que l'électrification n'est pas complète, mais auront vocation à diminuer progressivement.

Ils seront principalement portés par les filières non électrifiables et difficiles à décarboner sans vecteur liquide, comme l'aviation ou le maritime. La décarbonation de ces secteurs passera par l'usage de carburants durables aujourd'hui peu ou pas développés, tel que les carburants issus de déchets dits « biocarburants avancés », issus de ressources recyclées.

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.

14. Fiche thématique n°14 : Les enjeux de l'utilisation de la biomasse à des fins énergétiques

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.

Cette biomasse est **convertie en différents vecteurs énergétiques** (biocarburants, biogaz, combustibles solides), **pour ensuite être utilisées pour différents usages** (transport, chaleur industrielle, chauffage collectif, production d'électricité...).

Quels sont les enjeux de disponibilité et d'allocation de la biomasse ?

Source d'énergie renouvelable non intermittente, la biomasse a été identifiée dans la Stratégie Nationale Bas carbone (SNBC2) publiée en 2020 comme un **élément clé du mix énergétique à l'horizon 2050, en révélant un enjeu spécifique sur l'équilibre entre offre et demande**. En effet, dans la SNBC, la consommation de ressource en biomasse, à la hausse dans la plupart des secteurs, dépassait d'environ 7% la ressource domestique (460 TWh contre 430 TWh).

Un premier sujet est celui de la **disponibilité globale des ressources**. En s'inscrivant dans un objectif de **souveraineté sur l'approvisionnement**, l'enjeu est dès lors de définir les hypothèses et **trajectoires adéquates de production des différents types de biomasse** qui constitueront l'offre disponible : bois, cultures intermédiaires, effluents d'élevage, etc. La SNBC2 portait une vision volontariste conduisant à multiplier par 2,5 la ressource de biomasse énergétique mobilisée.

Au-delà de cet enjeu de disponibilité globale, se trouve un deuxième enjeu plus complexe « **d'allocation** » **optimale des types de biomasse entre secteurs utilisateurs**, c'est-à-dire de cohérence entre la nature de la biomasse disponible et le type de vecteur énergétique (solide, gazeux ou liquide) nécessaire dans chaque secteur. Là encore, des choix stratégiques doivent être effectués sur la priorité à **accorder au recours à la biomasse par tel ou tel secteur. Cela doit se faire selon les capacités propres à chaque filière de remplacer les énergies fossiles par d'autres vecteurs**, notamment si l'électrification est possible plutôt que de recourir à la biomasse. Par exemple, dans le secteur de la mobilité, la priorité à long terme est donnée au développement des véhicules électriques plutôt qu'au maintien d'un parc de véhicules thermiques consommant des biocarburants.

Quels sont les enjeux environnementaux et économiques liés à l'utilisation de la biomasse :

Au-delà du sujet d'adéquation offre-demande, il est nécessaire d'intégrer toutes les **implications environnementales** du recours à la biomasse. Il s'agit en premier lieu de **la durabilité des conditions de production**, à la fois agricole et forestière, afin de limiter les effets induits indésirables : dégradation du puits forestier, pertes de stocks de carbone dans le sol (dont les dynamiques de reconstitution peuvent être longues), déforestation (y compris la déforestation dite « importée »), dégradation des sols, de la qualité de l'eau, impacts sur la biodiversité, etc. Les implications environnementales doivent également être correctement analysées et intégrées à la stratégie au niveau de l'utilisation de la biomasse, notamment sur les **impacts en matière de qualité de l'air** qui peuvent conduire à privilégier la valorisation dans un secteur plutôt qu'un autre, selon sa capacité à maîtriser ces impacts (par exemple, dans l'industrie qui est soumise à des exigences plus poussées de filtration des émissions liées à la biomasse).

Parmi les enjeux environnementaux, et compte-tenu du fait que les terres agricoles ne sont pas extensibles à l'infini sans effet indésirable, la **concurrence avec les usages alimentaires fait l'objet d'une attention spécifique depuis plusieurs années**. C'est notamment ce qui avait motivé dès 2009 la mise en place d'un cadre pour la « durabilité des bioénergies » dans la directive européenne relative aux énergies renouvelables, avec en particulier **un plafonnement de l'usage des biocarburants dits de 1^{ère} génération fabriqués à partir de ressources à usage alimentaire**. C'est également aussi ce qui a conduit à **plafonner l'usage de cultures alimentaires pour la méthanisation** dans le code de l'environnement.

Les **contraintes techniques et économiques pesant sur la production et l'utilisation de biomasse** (coûts de transaction, inertie de systèmes agricoles, stabilité des débouchés et des prix, etc.) doit également être prises en compte pour effectuer les projections les plus fiables possible (par exemple, sur la capacité à mobiliser effectivement davantage de biomasse forestière compte-tenu du morcellement de la propriété privée).

Quel rôle des pouvoirs publics ?

Faire face à l'ensemble de ces enjeux nécessite de disposer de données à jour, précises, cohérentes, 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, 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...), en ayant un rôle de synthèse des connaissances et de financements de nouvelles études pour fiabiliser les projections au regard des enjeux environnementaux et technico-économiques ;
- **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...) ;



- **Financer les transitions planifiées**, 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 2018. 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.

15. Fiche thématique n°15 : L'hydrogène décarboné

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

Aujourd'hui, en France, **l'hydrogène est utilisé dans l'industrie pétrolière et chimique**, pour une consommation française totale de l'ordre de 900 000 tonnes par an. 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 bas-carbone ou renouvelable**. C'est la solution technique privilégiée par la stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné annoncée en septembre 2020. Les autres moyens de production d'hydrogène décarboné (vaporéformage du méthane et stockage du CO₂, pyrogazéification de la biomasse par exemple), sans être exclus, posent d'autres questions qui ne permettent pas, à ce stade, d'envisager une massification en France (nécessité d'importer du méthane pour des volumes importants, disponibilité de stockage de CO₂, 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 lourde** : c'est l'objectif de la [stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné](#) ;
- un **deuxième enjeu, 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 serait lui environ à 4€/kg et l'hydrogène renouvelable entre 6 et 8€/kg, coûts qui peuvent varier sensiblement au regard des évolutions récentes des prix des énergies.

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 cimenterie qui sont parmi les plus gros émetteurs de CO₂) et de la **mobilité lourde** sont les deux axes prioritaires des usages directs de l'hydrogène décarboné des 10 prochaines années. Sur cette période, 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, sans modification du procédé industriel**, comme par exemple dans le secteur du raffinage qui consomme environ 140 000 tonnes par an d'hydrogène en France, ou la production d'engrais ;
- **Introduire l'hydrogène décarboné en modifiant le processus industriel**, 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 base comme le méthanol, qui sera lui-même utilisé pour les transports maritimes, la production de carburant de synthèse (par exemple pour l'aviation) ou la chimie.

La décarbonation de la mobilité lourde par l'hydrogène repose sur **le fait que la batterie, compte tenu de son poids, pourrait ne pas être une solution pertinente pour certains usages** à court terme. Les projets actuels mobilisent de nombreux acteurs publics (collectivités, régies, syndicats d'énergie) comme privés (énergéticiens, exploitants, opérateurs de transports, industriels), dans tous les territoires, puisqu'il s'agit de déployer des véhicules et leurs solutions de recharge.

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 vise à **atteindre une capacité installée d'électrolyseurs de 6,5 GW en 2030, permettant ainsi une production d'environ 600 kt/an d'hydrogène décarboné** (soit environ 20 TWh d'hydrogène). Cela nécessitera une consommation d'électricité de l'ordre de 30 TWh/an pour produire cet hydrogène décarboné à cette échéance.

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). Au regard des différents projets déposés, notamment les projets d'envergure, y compris à l'échelle européenne, dans le domaine de la décarbonation de l'industrie **les objectifs prévus pour 2030 devraient être atteints**.

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

Le stockage d'électricité permet de répondre aux **besoins de flexibilité et de pilotage de la demande du système électrique**, compte tenu notamment des courbes de consommation et du caractère intermittent de certaines énergies renouvelables (éolien ou photovoltaïque). Le rapport « Futurs énergétiques 2050 » de RTE souligne que des **besoins supplémentaires de stockage apparaissent, notamment à partir de 2035**.

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**

(aujourd'hui notamment les stations de transfert d'énergie par pompage et les batteries électriques). Il apporte donc un **levier supplémentaire** pour l'intégration des énergies renouvelables à grande échelle dans le système électrique à partir de 2035.

Les progrès technologiques de la chaîne de valeur de l'hydrogène décarboné, qui ne manqueront pas de survenir dans les prochaines années grâce au soutien apporté à la décarbonation de l'industrie et des mobilités lourdes, permettront, le moment venu, d'offrir à des coûts admissibles les moyens techniques pour le stockage d'électricité. Ces moyens pourraient reposer sur des unités de production/stockage/conversion d'hydrogène en électricité et réciproquement. **Chacune de ces opérations présente des pertes, et que le rendement global d'un tel système s'en trouve réduit.** Ce système peut également reposer sur un stockage et une utilisation directe de l'hydrogène, ou sur un stockage de l'hydrogène sous une autre forme, comme l'ammoniac ou le méthane de synthèse, qui peut être alors reconverti en hydrogène ou sous forme de combustible (il présente l'avantage de pouvoir être combiné avec du gaz fossile ou du biogaz, mais émet des gaz à effet de serre lors de sa combustion).

Quelles perspectives à long terme pour hydrogène décarboné ?

Dans son étude « Futurs énergétiques 2050 », RTE prévoit un besoin en 2050 pour le système électrique compris entre 18 et 30 TWh d'hydrogène décarboné pour les scénarios sans nouveau nucléaire, et entre 0 et 12 TWh (pour les scénarios avec nouveau nucléaire). S'y ajoute un besoin supplémentaire de 45 TWh dans la trajectoire de référence (pouvant aller jusqu'à 130 TWh dans la variante « hydrogène + ») d'hydrogène décarboné pour les autres usages, soit un **besoin total d'hydrogène décarboné compris entre 45 et 75 TWh en 2050.**

Dans son étude « Transition(s) 2050 », l'ADEME prévoit un besoin total d'hydrogène décarboné compris entre 35 TWh d'hydrogène (dans le scénario S4) et 94-95 TWh (dans les scénarios S2 et S3, dont près de 50% serait importés dans le scénario S3).

16. Fiche thématique n°16 : Le devenir des infrastructures pétrolières et gazières dans le contexte de la fin des énergies fossiles

Pourquoi sortir des énergies fossiles en 2050 ?

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. Sortir au plus vite de cette dépendance est une triple nécessité, pour notre objectif de neutralité climatique en 2050, pour diminuer notre dépendance géopolitique à des ressources qui s'épuisent et pour améliorer notre balance commerciale.

La Stratégie nationale bas carbone publiée en avril 2020 (SNBC2) prévoit une évolution majeure de notre système énergétique avec sa **décarbonation complète en 2050**. Concrètement, les émissions de gaz à effet de serre liées à la consommation et à la production d'énergie en 2050 sont réduites à quelques émissions résiduelles difficilement compressibles (aviation, fuites de gaz, procédés de méthanisation ou de raffinage...). En particulier, il n'y a presque plus d'émissions liées à la combustion des énergies fossiles. Au cours du temps, **la consommation finale d'énergie voit disparaître le charbon puis le pétrole** (à l'exception d'une partie des carburants aériens). **Le gaz ne garde une place dans le système énergétique que sous la forme de gaz renouvelable ou d'hydrogène décarboné. La France porte ainsi l'ambition d'être le premier grand pays du monde à sortir des énergies fossiles.**

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

Les produits pétroliers représentent plus 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). En revanche, **la consommation des carburants pour le transport a augmenté depuis les années 2000** (sauf cas particulier de l'année 2020 du fait de la crise sanitaire).

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 la fermeture de plusieurs raffineries et le resserrement des actifs pétroliers (oléoducs et dépôts). La logistique pétrolière demeure très résiliente avec des stocks stratégiques qui représentent 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, de transport, de stockage et de distribution de produits pétroliers adaptée et capable de répondre aux enjeux environnementaux et de sécurité d'approvisionnement**. Ces infrastructures peuvent être soumises à des contraintes réglementaires (en particulier pour limiter les risques industriels et l'impact sur l'environnement) qui nécessitent 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. Le secteur de l'aérien restera sur une logistique liquide en grande partie, de même que certaines flottes de véhicules nécessitant encore l'usage d'une motorisation thermique et de certaines gammes de véhicules (armées, forces de sécurité intérieure, services d'urgence et de secours, machineries). Les infrastructures actuelles ont un rôle à jouer pour contribuer à la logistique des énergies décarbonées d'aujourd'hui et de demain dont certaines pourraient nécessiter une adaptation technologique et par conséquent des investissements onéreux. Enfin, la réduction à venir de la consommation de produits pétroliers fossiles va nécessairement **réduire progressivement le nombre de stations-services fossiles historiques**.

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 totale de son secteur. En particulier, l'État devra être très attentif à l'apparition de zones blanches qui pourraient mettre des usagers en difficulté, en intervenant si nécessaire pour maintenir un service jusqu'à ce que ce ne soit plus nécessaire.

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

Avec une consommation primaire de gaz d'environ 450 TWh, 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 (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, **pourraient 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**

Notre avenir énergétique se décide maintenant



l'acheminement de gaz naturel, et pourraient ainsi être disponibles pour une éventuelle réutilisation pour l'acheminement d'hydrogène décarboné.

17. Fiche thématique n°17 : Les zones non-interconnectées

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'État, 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'État n'intervient pas.

Quelles contraintes particulières pour la production d'électricité

Produire de l'électricité dans les ZNI revient plus cher qu'en métropole continentale. Plusieurs raisons parfois cumulatives expliquent les surcoûts de production dans les ZNI :

- Des contraintes géographiques et insulaire (éloignement, transports, absence/prix du foncier) ;
- Des limites de leurs infrastructures portuaires et routières ;
- Des solutions technologiques spécifiques pour couvrir la demande en cas d'aléas et d'entretien.

D'après la Commission de régulation de l'énergie, le coût moyen de production d'électricité dans les ZNI était de 257 €/MWh en moyenne en 2020.

€/MWh (2020)	Corse	Réunion	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Mayotte
Coût moyen de production	201,6	238,9	276,3	299,5	295,6	335,2

Coût moyen de production par ZNI en 2020 (Source CRE)

Il y a des spécificités techniques à prendre en compte pour la production d'électricité :

- Stabilité des réseaux, insertion des énergies renouvelables, nécessité de stockage ;
- Développement des dispositifs de charge pour les véhicules électriques et hybrides rechargeables.

Quel prix de vente de l'électricité dans les ZNI ?

L'application de la **péréquation tarifaire** (les consommateurs d'électricité des ZNI paient un niveau de facture d'électricité identique à celui de la France continentale) induit une **compensation correspondant à l'écart entre les coûts de production** (thermique et énergies renouvelables) **et les recettes de ventes issues des tarifs réglementés de vente (TRV)**. Les charges de service public de l'énergie pour les ZNI représentent environ 2 Mds€ soit 20 à 25% du total des charges, qui couvrent également le développement des énergies renouvelables.

Les charges de service public dans les ZNI, donnant lieu à compensation, comprennent notamment les surcoûts de production des fournisseurs historiques ou les surcoûts liés aux contrats d'achat d'électricité signés entre un producteur tiers et l'opérateur historique, coûts des ouvrages de stockage d'électricité gérés par le gestionnaire du système électrique, les coûts supportés par les fournisseurs d'électricité en raison de la mise en œuvre d'actions de maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité, etc.

Cela conduit à une absence de marché de l'électricité dans les ZNI. Il n'y a ainsi pas d'offres de marché pour la fourniture d'électricité, uniquement des tarifs réglementés de vente (TRV) proposés par les fournisseurs historiques (EDF SEI, EDM à Mayotte, EEFW à Wallis-et-Futuna). Toutefois, la production est ouverte à la concurrence : des producteurs tiers (Albioma, Voltalia, EDF PEI, Akuo, etc.) vendent de l'électricité au fournisseur historique.

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'Energie 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.

Comment accroître la maîtrise de la demande en énergie dans les ZNI ?

Le code de l'énergie prévoit que **les actions de maîtrise de la demande en énergie puissent être prises en charge par les charges de service public de l'énergie dans la limite des surcoûts de production qu'elles permettent d'éviter**. Initialement limitée aux coûts supportés dans les ZNI par le fournisseur historique, cette disposition a été étendue aux collectivités et aux opérateurs publics (à ce jour seule la Collectivité de Corse a signé une telle convention avec EDF et la Commission de régulation de l'énergie (CRE)).

En janvier 2019, la CRE a approuvé un important plan d'aide à l'investissement de 5 ans (période 2019-2023) pour favoriser la maîtrise de la consommation d'électricité dans les ZNI (travaux d'isolation des bâtiments, d'installation de chauffe-eaux solaires, de mise en place de climatiseurs ou d'éclairage performants, etc.). Ce programme représente **un investissement de 530 M€**. Sur la durée vie des équipements installés (entre 20 et 30 ans), on attend une réduction de 1,7 Md€ des charges de service public qui financent la péréquation tarifaire. **L'accent est mis sur les clients en situation de précarité** : 35% des aides leur sont destinées, soit plus de 180 M€ sur 5 ans.

Une fois déployées, les actions ainsi engagées devraient engendrer des **économies d'énergie d'environ 880 GWh/an, près de 10% de la consommation d'électricité de ces territoires**. La réduction des émissions de gaz à effet de serre sera d'environ 590 000 tonnes de CO₂ par an soit une **baisse de 8% des émissions liées à la production d'électricité dans ces territoires**.

Quel état d'avancement des PPE des ZNI ?

La **Réunion** est la **seule zone non interconnectée à disposer d'une PPE couvrant les périodes de 2018 à 2023 et de 2024 à 2028**. Elle a été [publiée le 20 avril 2022](#). Elle prévoit un **mix électrique 100% renouvelable dès 2025** avec une ambition forte sur le photovoltaïque, la conversion des centrales charbon à la biomasse solide et le recours aux bioliquides en substitution du fuel lourd.

La PPE de la **Corse** pour les périodes de 2016 à 2018 et de 2019 à 2023, a été publiée le 18 décembre 2015 et a fait l'objet d'une [révision simplifiée le 11 décembre 2019](#). La procédure de sélection d'un opérateur pour la réalisation et l'exploitation d'une infrastructure d'alimentation en gaz naturel des centrales de production d'électricité, lancée le 10 février 2020 suite à la publication de la révision simplifiée de la PPE, est infructueuse. Il ne sera donc pas possible d'assurer l'alimentation en gaz naturel de la centrale du Ricanto dès le démarrage de cette dernière. Or, la future centrale du Ricanto est indispensable pour assurer la sécurité d'approvisionnement en électricité, en remplacement de la centrale du Vazzino qui est vétuste. Un recours aux bioliquides est actuellement à l'étude et nécessiterait une nouvelle révision simplifiée pour ne pas retarder le lancement du chantier.

Notre avenir énergétique se décide maintenant



La PPE de **Mayotte** a été [publiée le 19 avril 2017](#). Les **travaux de révision complète** de la PPE pour les périodes de 2024 à 2028 et de 2029 à 2033 **devraient reprendre en septembre 2022** : il s'agit, à la fois, de répondre à la demande croissante et au verdissement du mix.

La PPE de la **Guadeloupe** a été [publiée le 19 avril 2017](#). Une **révision simplifiée doit être publiée avant fin 2022** et devrait permettre de rehausser les objectifs de certaines énergies renouvelables pour 2023. Les travaux de **révision complète** de la PPE pour les périodes de 2024 à 2028 et de 2029 à 2033 **devraient reprendre en septembre 2022** avec l'objectif d'avoir un mix électrique 100% renouvelable au plus vite.

La PPE de la **Martinique** a été publiée le 4 octobre 2018 et a fait l'objet d'une [révision simplifiée le 30 juin 2020](#). Les travaux de **révision complète de la PPE** pour les périodes de 2024 à 2028 et de 2029 à 2033 ont **débuté en 2022**.

La PPE de la **Guyane** a été publiée le 30 mars 2017 et a fait l'objet d'une [révision simplifiée le 29 août 2021](#). Les travaux de **révision complète de la PPE** pour les périodes de 2024 à 2028 et de 2029 à 2033 ont **débuté en 2022** avec l'objectif d'avoir un mix électrique 100% renouvelable sur la zone littorale au plus vite.

La PPE de **Wallis et Futuna** a été [publiée le 24 septembre 2018](#). Les travaux de **révision complète** de la PPE pour les périodes de 2024 à 2028 et de 2029 à 2033 **devraient débuter à l'automne 2022**.

Saint Pierre et Miquelon devrait disposer d'une PPE fin 2022.

18. Fiche thématique n°18 : Bilan de la concertation publique volontaire sur les grandes orientations de la politique climatique

La présentation de la démarche

Du 2 novembre 2021 au 15 février 2022, la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) a mené une **première concertation publique volontaire autour de 12 thèmes** couvrant un large champ des enjeux de la transition bas-carbone dans le cadre des travaux d'élaboration de la future SFEC :

- Thème 1 - Quel équilibre entre recours à la sobriété énergétique et recours aux technologies nouvelles ?
- Thème 2 - Quelles conditions pour une véritable culture du bas-carbone ?
- Thème 3 - Souveraineté économique et échanges internationaux dans la transition : quel équilibre ?
- Thème 4 - Quel accompagnement des ménages, entreprises, salariés et territoires pour une transition juste ?
- Thème 5 - Quel équilibre entre les différents outils de politique publique dans la lutte contre le changement climatique ?
- Thème 6 - Comment assurer une meilleure intégration des efforts d'atténuation dans les politiques territoriales ?
- Thème 7 - Quelle répartition par secteur (bâtiment, transport, agriculture, déchet, industrie, production et transformation d'énergie) de l'effort supplémentaire pour le rehaussement de l'objectif climatique à l'horizon 2030 ?
- Thème 8 - Comment baisser les émissions du transport ?
- Thème 9 - Quelles évolutions pour le secteur du bâtiment ?
- Thème 10 - Quelle agriculture dans un futur bas-carbone ?
- Thème 11 - Quelle place pour la forêt et les produits bois dans la stratégie climatique nationale ?
- Thème 12 - Comment organiser la fin des énergies fossiles à l'horizon 2050 ?

La consultation du public s'est déroulée par l'intermédiaire d'une [plateforme web mise en place à cet effet](#).

Cette concertation, conduite très en amont dans le processus d'élaboration de la future SFEC, avait pour objectif **d'informer les citoyens sur les enjeux de la transition climatique et énergétique** mais aussi **de recueillir leurs avis sur les grandes orientations de la politique climatique** afin de nourrir les réflexions sur la vision de long terme d'une société décarbonée. Les participants étaient invités à **répondre à un panel de questions** et à s'exprimer librement sur les douze thèmes retenus pour cette concertation. Chacun de ces thèmes comptait :

- Deux ou trois questions, sous forme de questions à choix multiples (sauf le thème 11). Pour chacune de ces questions, les participants avaient la possibilité d'argumenter leur choix ;
- Un espace dédié à l'expression libre des participants.

Les **acteurs institutionnels et les entreprises** avaient la possibilité de donner leur avis sur ces thèmes, en déposant **des cahiers d'acteurs**.

Notre avenir énergétique se décide maintenant



Les enseignements de cette concertation

Au cours de cette concertation, **14 325 contributions²⁰ et cent cahiers d'acteurs ont été déposés sur la plateforme**. Parmi les 14 325 contributions reçues, **7265 commentaires rédigés justifiant les réponses des participants** ont été recensés.

Les trois thèmes comptabilisant le plus de contributions sont les suivants :

- Thème 1 - Quel équilibre entre recours à la sobriété énergétique et recours aux technologies nouvelles ?
- Thème 2 - Quelles conditions pour une véritable culture du bas-carbone ?
- Thème 9 - Quelles évolutions pour le secteur du bâtiment ?

De façon transversale à l'ensemble des thèmes, **plusieurs grands enseignements peuvent être tirés des contributions du public** :

- Les contributeurs ont exprimé de **fortes attentes envers l'intervention programmatique de l'État via la SFEC** pour fixer un cap, orienter et encadrer l'action des différents acteurs (collectivités, entreprises, citoyens) dans un esprit de pédagogie, de transparence et de **co-construction avec l'ensemble des parties prenantes**. Si les grandes décisions en matière de planification doivent être portées par l'État, les collectivités territoriales, les acteurs économiques, les associations, les acteurs de la société civile ainsi que les citoyens doivent être impliqués.
- Des **attentes** ont également été **exprimées en matière de gouvernance pour structurer et clarifier le cadre d'action et concernant la coopération internationale**, indispensable pour faire face aux enjeux climatiques à l'échelle mondiale.
- Le **recours à la sobriété** est largement **perçu comme une solution pérenne et efficace**. La future SFEC devra **donner toute sa place à la « sobriété »** comme levier d'atteinte de nos objectifs climatiques et énergétiques, dans tous les secteurs et à chaque échelle.
- Pour expliquer et accompagner les changements de comportements nécessaires à la transition, il faudra **accentuer les efforts autour de la sensibilisation, la pédagogie et l'éducation des citoyens**, dans tous les secteurs d'intervention.
- Les participants ont également mis **l'accent sur les enjeux de justice sociale et économique** liés à la décarbonation de notre économie. L'accompagnement des ménages, entreprises, salariés et territoires dans cette transition doit être un axe fort de la future SFEC.

Pour en savoir plus :

- [Bilan et livrables de la concertation sur les grandes orientations de la politique climatique](#)
- [Synthèse globale](#)
- [Synthèse illustrée](#)

Focus sur le thème 12 – Comment organiser la fin des énergies fossiles à l'horizon 2050 ?

Concernant ce thème de la concertation, les participants ont exprimé les idées fortes suivantes :

- **Absence de consensus sur les vecteurs énergétiques à privilégier pour remplacer les énergies**

²⁰ Les contributions « modérées » ne figurent pas dans ce décompte (doublons)

fossiles : les participants ont partagé des avis divergents concernant les vecteurs énergétiques à privilégier. Si beaucoup sont favorables au développement du nucléaire pour garantir l'autonomie énergétique et la sécurité d'approvisionnement, quelques participants en soulignent les risques en matière de sécurité et de gestion des déchets. Les énergies renouvelables apparaissent également pour beaucoup comme prioritaires pour atteindre les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre.

- **Volonté d'indépendance énergétique, de souveraineté et d'une stratégie basée sur davantage de sobriété.** Les participants prônent une stratégie basée sur davantage de sobriété et d'autonomie énergétiques.
- **Volonté de cibler un juste équilibre entre les échelles européenne, nationale et locale.** Les participants estiment qu'un juste équilibre entre « échelle européenne » (coopération énergétique, système de solidarité, poids importants des décisions, impulsion d'une dynamique exemplaire), « échelle nationale » (système énergétique global, stabilité et capacité suffisantes), et « échelle locale » (prise en compte des spécificités locales, implication des territoires, acceptabilité renforcée) apparaît comme la stratégie la plus pertinente pour assurer la résilience énergétique de notre société dans un monde décarboné.
- **Rejet quasi unanime d'un scénario de transition bas-carbone incluant des importations conséquentes d'énergies décarbonées.** Selon eux, il ne s'agit pas de la solution la plus vertueuse et les participants pointent, au-delà des risques politiques d'une telle dépendance, les risques environnementaux de cette pratique (coût d'acheminement, non-maitrise de la qualité environnementale de la production, déplacement de problématiques environnementales dans d'autres pays).

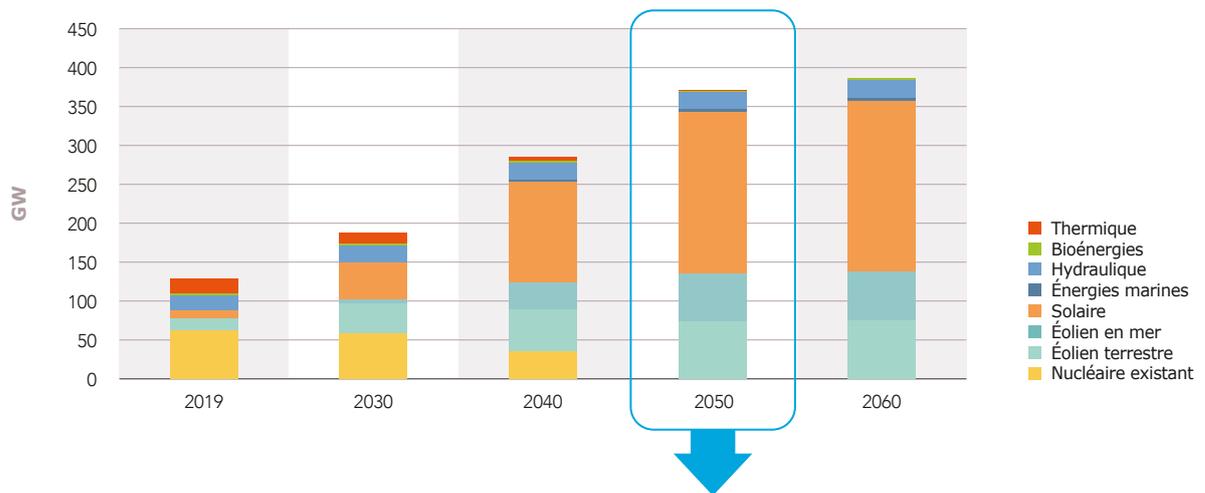


19. Fiche thématique n°19 : Les six scénarios de mix de production de l'étude
« Futurs énergétiques 2050 »

Scénario de sortie complète du nucléaire en 2050. La trajectoire de fermeture des réacteurs nucléaires est accélérée par rapport au rythme de référence. Les rythmes d'installation des énergies renouvelables (photovoltaïque, éolien, énergies marines) sont poussés à leur maximum, dépassant les meilleures performances européennes en la matière.

Un bouquet de flexibilités très important est nécessaire (stockage, etc.) permettant d'ajuster rapidement la consommation et la production pour couvrir les besoins à chaque instant. Ces volumes de flexibilités sont plus importants que dans les autres scénarios.

Évolution des sources de production d'électricité en France (capacités en GW)



Nouveau nucléaire

0 GW



Aucune nouvelle centrale nucléaire n'est construite en France.



Nucléaire existant

0 GW

0/57 réacteurs existants encore en activité

La fermeture des réacteurs existants est accélérée par rapport au rythme de la PPE avec 6 fermetures d'ici à 2030 et 3 fermetures de réacteurs par an ensuite. Les réacteurs sont fermés en moyenne entre 40 et 50 ans de durée d'exploitation.



Solaire

208 GW

125 à 250 milliers d'hectares

Le parc solaire est multiplié par 21* ce qui implique de multiplier par près de 7 le rythme historique de développement. Les installations sont réparties sur l'ensemble du territoire.



Éolien terrestre

74 GW

25 à 37 milliers de mâts

Le parc éolien est multiplié par 4* doublant le rythme historique de développement. Les installations sont réparties sur l'ensemble du territoire.



Éolien en mer

62 GW

4 à 6,2 milliers de mâts

Le parc éolien en mer est très développé sur l'ensemble des côtes françaises. Il est nécessaire de mettre en service de près de 3 parcs par an, au-delà du rythme projeté de la PPE actuelle et bien supérieur au rythme historique.



Hydraulique (hors stations de pompage)

22 GW

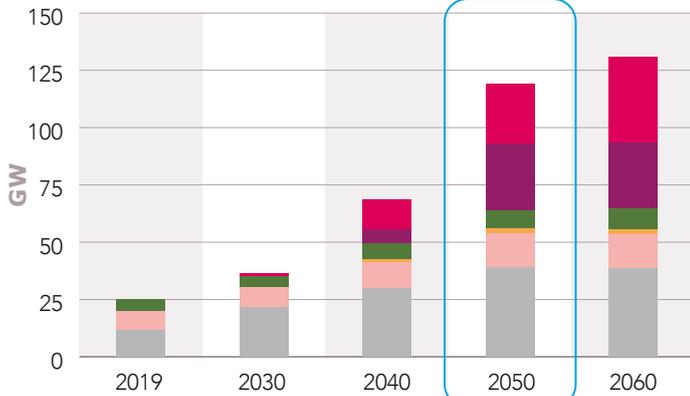
Proche du parc hydraulique actuel

Le potentiel de la filière hydraulique est déjà largement exploité, son développement repose sur l'installation de nouveaux projets de production hydraulique à hauteur de 1 GW à l'horizon 2050.

Les moyens de flexibilité pilotables nécessaires sur le territoire

Pour chaque scénario, RTE a déterminé le bouquet optimal de flexibilités nécessaires pour compenser la variation des énergies renouvelables dépendantes des conditions météo et assurer en permanence la couverture des besoins en électricité.

Scénario M0



29 GW Nouvelles unités thermiques décarbonées

Il est nécessaire de développer l'équivalent de **58 centrales thermiques (contre environ une vingtaine présentes aujourd'hui) qui fonctionnent avec du gaz décarboné** (type biométhane ou hydrogène) de manière à permettre un stockage d'énergie sur de longues périodes.

26 GW Batteries

L'installation de batteries en site fixe permet de stocker l'électricité sur une courte durée, à l'échelle de la journée, pour absorber l'excédent de production solaire à midi et la consommer le soir par exemple. 0,3 MW de batteries sont actuellement installés en France.

15 GW Flexibilités de consommation

Les nouveaux usages électriques sont pour la plupart déplaçables (recharge des batteries des véhicules électriques, production d'hydrogène, etc.). Ils pourront donc être différés en dehors des périodes de pointe en fonction des besoins du système électrique. Ce potentiel s'élève aujourd'hui à environ 4 GW.

1,7 GW soit 1,1 MVE **Vehicle-to-grid (V2G)**

Au delà du décalage de la recharge, la mobilisation de la batterie des véhicules électriques comme des moyens de stockage constitue une option supplémentaire pour répondre aux besoins du système.

8 GW Stations de pompage (STEP)

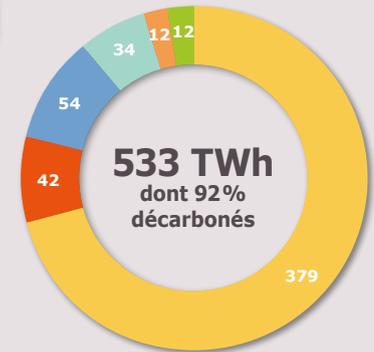
Les STEP constituent un moyen de stockage de l'électricité grâce au pompage-turbinage de l'eau. La capacité actuelle s'élève à environ 4 GW et le potentiel de développement de nouveaux sites reste limité.

39 GW Interconnexions

Augmenter les échanges avec les pays voisins en renforçant les interconnexions permet de réduire le besoin des autres flexibilités en les mutualisant avec d'autres pays. Aujourd'hui, les interconnexions françaises représentent une capacité d'échange de l'ordre de 15 GW.

La production d'électricité 2050

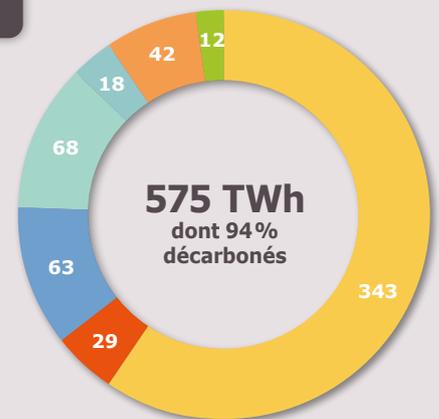
2019



 21%

 71%

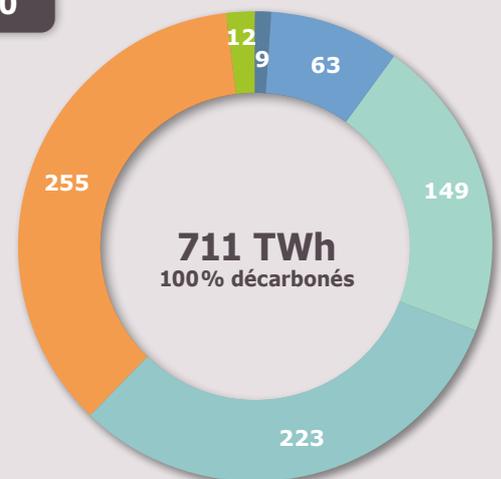
2030



 35%

 60%

2050



 100%

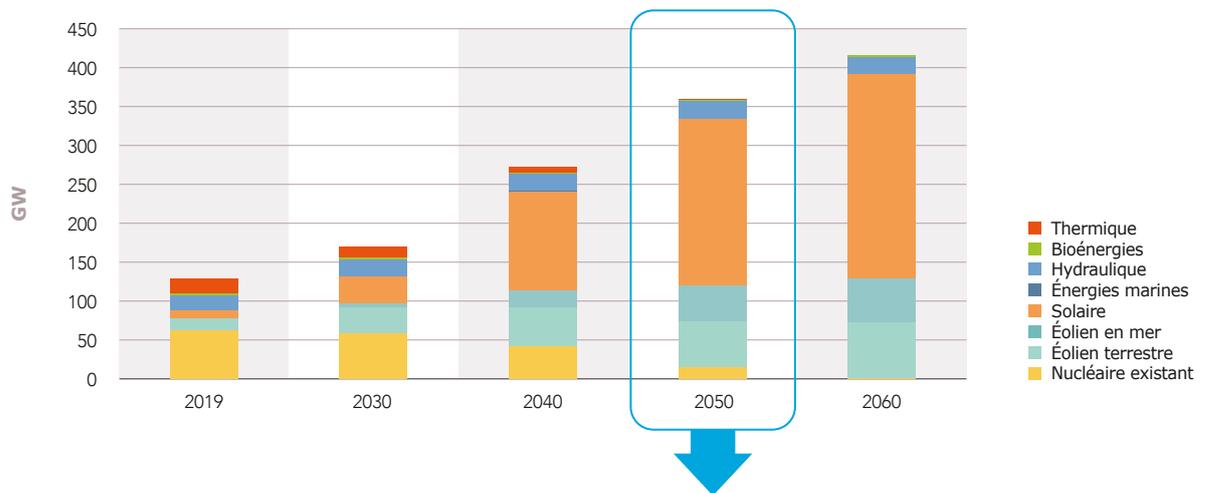
 0%

■ Nucléaire existant
 ■ Énergies marines
 ■ Éolien en mer
■ Thermique (décarboné à l'horizon 2050 hors hydrogène)
 ■ Hydraulique (hors STEP)
 ■ Solaire
■ Éolien terrestre
 ■ Bioénergies

Scénario de développement très important des énergies renouvelables, réparti de manière diffuse sur le territoire et porté par des projets participatifs ou des collectivités locales. Il repose en particulier sur la filière photovoltaïque avec une large diffusion de panneaux solaires sur tout le territoire (via un

fort développement sur toitures, mais également de grands parcs au sol), y compris dans les régions les moins ensoleillées. Il n'y a pas d'investissement dans la filière du nouveau nucléaire, conduisant à un mix 100% renouvelable à l'issue de la fermeture de l'ensemble du parc nucléaire existant.

Évolution des sources de production d'électricité en France (capacités en GW)



0
GW
Nouveau nucléaire



Aucune nouvelle centrale nucléaire n'est construite en France.



16
GW
Nucléaire existant

11/57
réacteurs existants encore en activité

La fermeture de 12 réacteurs existants d'ici à 2035 (trajectoire publique) puis de deux à trois par an à partir de 2045. L'âge moyen des réacteurs encore en service est de 52 ans.



214
GW
Solaire

107 à 214
milliers d'hectares

Le parc solaire est multiplié par 22* ce qui implique de multiplier par 7 le rythme actuel de développement. Les installations sont réparties sur l'ensemble du territoire, avec un très fort développement sur les toitures (1 maison individuelle sur 2) et de grands parcs au sol.



59
GW
Éolien terrestre

20 à 29
milliers de mâts

Le parc éolien est multiplié par 3,5* accélérant modérément le rythme historique de développement. Les installations sont réparties de manière homogène sur le territoire, portées par des projets citoyens réunissant les acteurs locaux.



45
GW
Éolien en mer

3 à 4,5
milliers de mâts

Le parc éolien en mer français est très développé sur l'ensemble des côtes françaises. Il est nécessaire de mettre en service environ 2 parcs par an, supérieur au rythme projeté de la PPE actuelle.



22
GW
Hydraulique (hors stations de pompage)

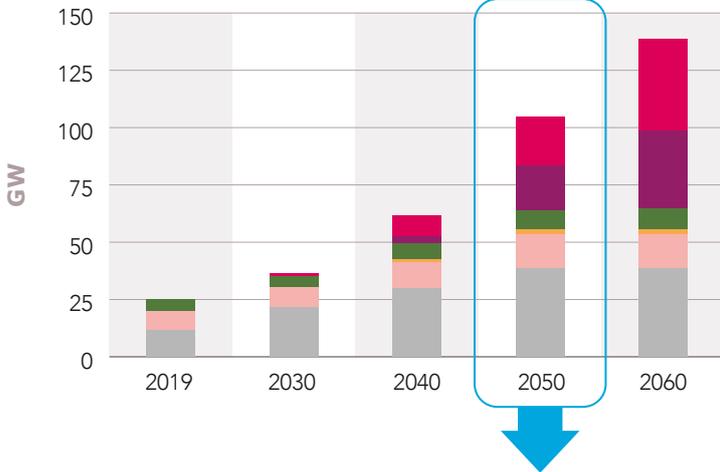
Proche du parc hydraulique actuel

Le potentiel de la filière hydraulique est déjà largement exploité, son développement reposera sur l'installation de nouveaux projets de production hydraulique à hauteur de 1 GW à l'horizon 2050.

Les moyens de flexibilité pilotables nécessaires sur le territoire

Pour chaque scénario, RTE a déterminé le bouquet optimal de flexibilités nécessaires pour compenser la variation des énergies renouvelables dépendantes des conditions météo et assurer en permanence la couverture des besoins en électricité.

Scénario M1



20 GW Nouvelles unités thermiques décarbonées

Il est nécessaire de développer l'équivalent de **40 centrales thermiques (contre environ une vingtaine présentes aujourd'hui) qui fonctionnent avec du gaz décarboné** (type biométhane ou hydrogène) de manière à permettre un stockage d'énergie sur de longues périodes.

21 GW Batteries

L'installation de batteries en site fixe permet de stocker l'électricité sur une courte durée, à l'échelle de la journée, pour absorber l'excédent de production solaire à midi et la consommer le soir par exemple. 0,3 MW de batteries sont actuellement installés en France.

17 GW Flexibilités de consommation

Les nouveaux usages électriques sont pour la plupart déplaçables (recharge des batteries des véhicules électriques, production d'hydrogène, etc.). Ils pourront donc être différés en dehors des périodes de pointe en fonction des besoins du système électrique. Ce potentiel s'élève aujourd'hui à environ 4 GW.

1,7 GW soit 1,1 MVE **Vehicle-to-grid (V2G)**

Au delà du décalage de la recharge, la mobilisation de la batterie des véhicules électriques comme des moyens de stockage constitue une option supplémentaire pour répondre aux besoins du système.

8 GW Stations de pompage (STEP)

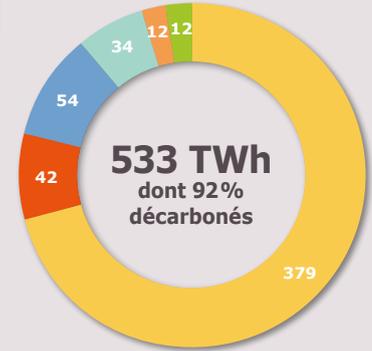
Les STEP constituent un moyen de stockage de l'électricité grâce au pompage-turbinage de l'eau. La capacité actuelle s'élève à environ 4 GW et le potentiel de développement de nouveaux sites reste limité.

39 GW Interconnexions

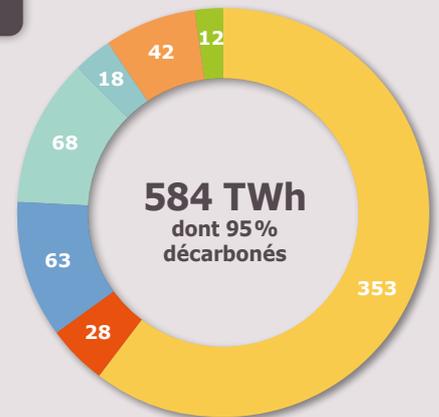
Augmenter les échanges avec les pays voisins en renforçant les interconnexions permet de réduire le besoin des autres flexibilités en les mutualisant avec d'autres pays. Aujourd'hui, les interconnexions françaises représentent une capacité d'échange de l'ordre de 15 GW.

La production d'électricité en 2050

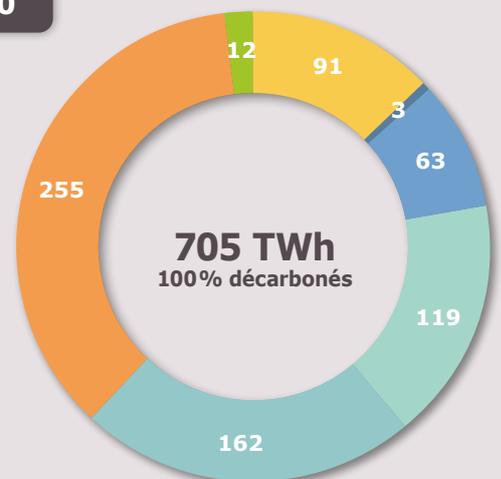
2019



2030



2050

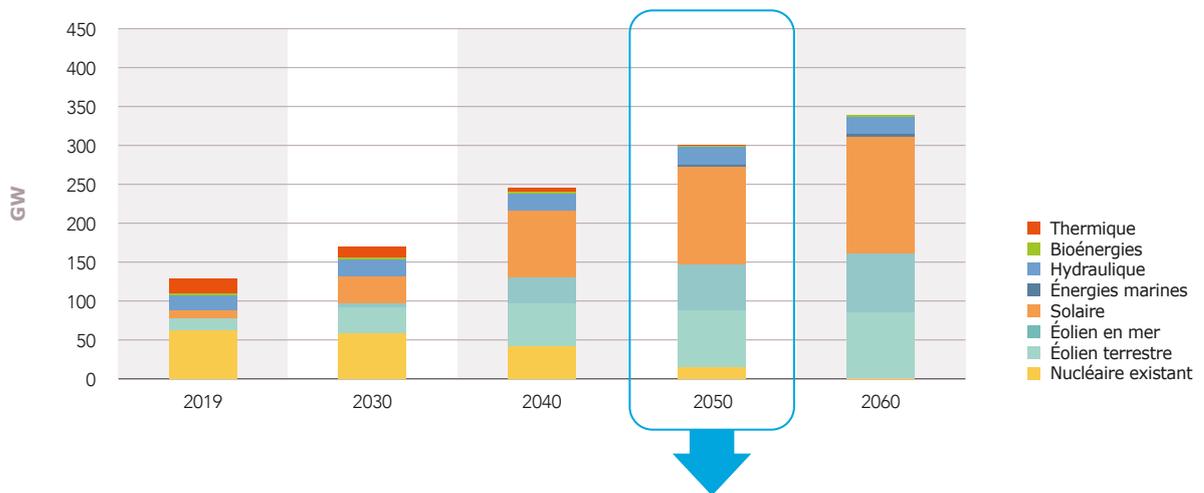


- Nucléaire existant
- Énergies marines
- Éolien en mer
- Thermique (décarboné à l'horizon 2050 hors hydrogène)
- Hydraulique (hors STEP)
- Solaire
- Éolien terrestre
- Bioénergies

Scénario de développement très important de toutes les filières renouvelables, porté notamment par l'installation de grands parcs éoliens sur terre et en mer. Pour diminuer les coûts d'installation et permettre des économies d'échelle, les zones bénéficiant des meilleurs rendements ainsi que les

technologies les plus rentables sont mobilisées. Il n'y a pas d'investissement dans la filière du nouveau nucléaire, conduisant à l'issue de la fermeture de l'ensemble du parc nucléaire existant, à un mix 100% renouvelable.

Évolution des sources de production d'électricité en France (capacités en GW)



0
GW



Aucune nouvelle centrale nucléaire n'est construite en France.



16
GW

11/57
réacteurs existants
encore en activité

La fermeture de 12 réacteurs existants d'ici à 2035 (trajectoire publique) puis de deux à trois par an à partir de 2045. L'âge moyen des réacteurs encore en service est de 52 ans.



125
GW

83 à 166
milliers d'hectares

Le parc solaire est multiplié par plus de 13* quadruplant le rythme historique de développement. 2/3 des installations sont des grands parcs au sol situés dans les régions ensoleillées.



72
GW

24 à 36
milliers de mâts

Le parc éolien est multiplié par 4* doublant le rythme historique de développement. Les installations sont des grands parcs situés dans les régions les plus venteuses.



60
GW

4 à 6
milliers de mâts

Le parc éolien en mer est très développé sur l'ensemble des côtes françaises. Il est nécessaire de mettre en service environ 4 parcs par an.



22
GW

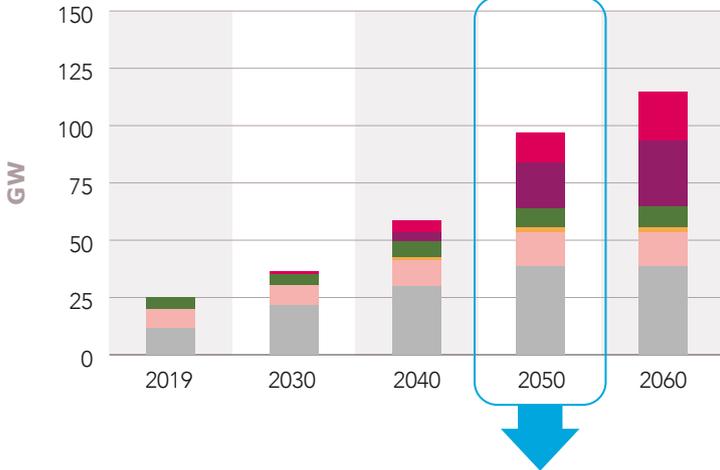
Proche du parc
hydraulique actuel

Le potentiel de la filière hydraulique est déjà largement exploité, son développement reposera sur l'installation de nouveaux projets de production hydraulique à hauteur de 1 GW à l'horizon 2050.

Les moyens de flexibilité pilotables nécessaires sur le territoire

Pour chaque scénario, RTE a déterminé le bouquet optimal de flexibilités nécessaires pour compenser la variation des énergies renouvelables dépendantes des conditions météo et assurer en permanence la couverture des besoins en électricité.

Scénario M23



20 GW Nouvelles unités thermiques décarbonées

Il est nécessaire de développer l'équivalent de **40 centrales thermiques (contre environ une vingtaine présentes aujourd'hui) qui fonctionnent avec du gaz décarboné** (type biométhane ou hydrogène) de manière à permettre un stockage d'énergie sur de longues périodes.

13 GW Batteries

L'installation de batteries en site fixe permet de stocker l'électricité sur une courte durée, à l'échelle de la journée, pour absorber l'excédent de production solaire à midi et la consommer le soir par exemple. 0,3 MW de batteries sont actuellement installés en France.

15 GW Flexibilités de consommation

Les nouveaux usages électriques sont pour la plupart déplaçables (recharge des batteries des véhicules électriques, production d'hydrogène, etc.). Ils pourront donc être différés en dehors des périodes de pointe en fonction des besoins du système électrique. Ce potentiel s'élève aujourd'hui à environ 4 GW.

1,7 GW soit 1,1 MVE **Vehicle-to-grid (V2G)**

Au delà du décalage de la recharge, la mobilisation de la batterie des véhicules électriques comme des moyens de stockage constitue une option supplémentaire pour répondre aux besoins du système.

8 GW Stations de pompage (STEP)

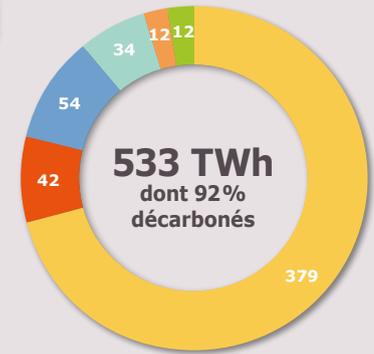
Les STEP constituent un moyen de stockage de l'électricité grâce au pompage-turbinage de l'eau. La capacité actuelle s'élève à environ 4 GW et le potentiel de développement de nouveaux sites reste limité.

39 GW Interconnexions

Augmenter les échanges avec les pays voisins en renforçant les interconnexions permet de réduire le besoin des autres flexibilités en les mutualisant avec d'autres pays. Aujourd'hui, les interconnexions françaises représentent une capacité d'échange de l'ordre de 15 GW.

La production d'électricité en 2050

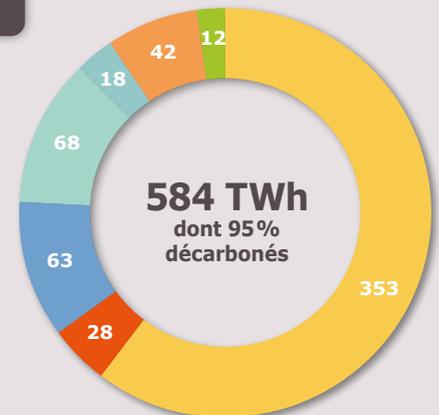
2019



 21%

 71%

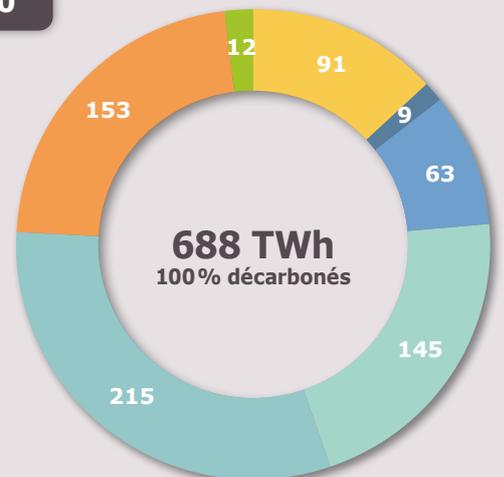
2030



 35%

 60%

2050



 87%

 13%

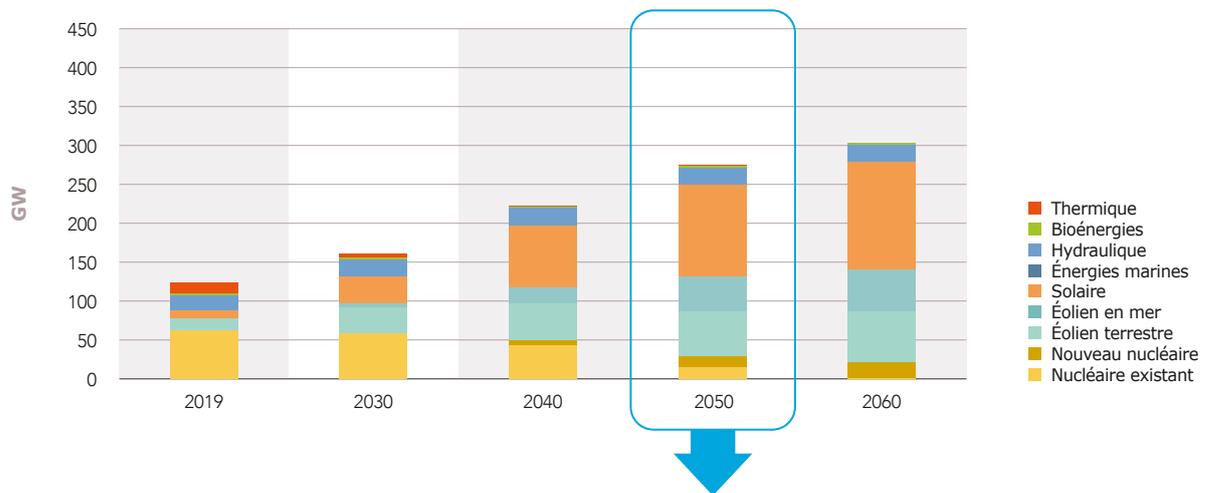
■ Nucléaire existant
■ Thermique (décarboné à l'horizon 2050 hors hydrogène)
■ Énergies marines
■ Hydraulique (hors STEP)
■ Éolien terrestre
■ Éolien en mer
■ Solaire
■ Bioénergies

Énergies renouvelables et nouveau nucléaire 1 (référence)

Scénario caractérisé par le lancement d'un programme de construction de nouveaux réacteurs nucléaires de type EPR2. Articulé autour d'un rythme de mises en service d'une paire tous les cinq ans environ, dans la continuité du programme Nouveau Nucléaire France (NNF), il vise la mise en service de huit réacteurs d'ici 2050. Pour compenser

la fermeture des réacteurs nucléaires existants, il repose également sur un développement très soutenu des énergies renouvelables, dans la continuité des orientations de la PPE avec une accélération sur l'éolien en mer. En conséquence, le niveau de flexibilité nécessaire pour maintenir l'équilibre offre-demande est important.

Évolution des sources de production d'électricité en France (capacités en GW)



13
GW



16
GW



118
GW



58
GW



45
GW



22
GW

8
nouveaux réacteurs

11/57
réacteurs existants
encore en activité

79 à 158
milliers d'hectares

19 à 29
milliers de mâts

3 à 4,5
milliers de mâts

Proche du parc
hydraulique actuel

L'installation par paire de nouveaux réacteurs se fait sur des sites existants à partir de l'horizon 2035, au rythme d'une paire tous les 5 ans.

La fermeture de 12 réacteurs existants d'ici à 2035 (trajectoire de la dernière PPE) puis de deux à trois par an à partir de 2045. L'âge moyen des réacteurs encore en service est de 52 ans.

Le parc solaire est multiplié par 11* triplant le rythme historique de développement. La logique d'installation repose notamment sur des grands parcs au sol situés dans les régions ensoleillées.

Le parc éolien est multiplié par plus de 3* accélérant le rythme historique de développement. Les installations sont des grands parcs situés dans les régions les plus venteuses.

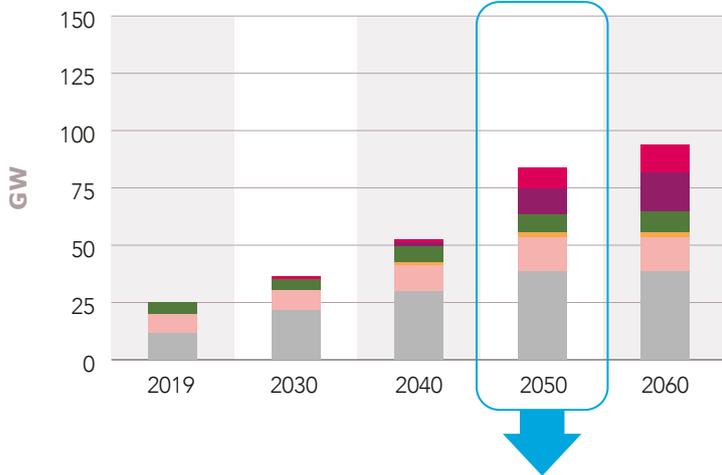
Le parc éolien en mer est développé sur l'ensemble des côtes françaises. Il est nécessaire de mettre en service d'environ 2 parcs par an.

Le potentiel de la filière hydraulique est déjà largement exploité, son développement reposera sur l'installation de nouveaux projets de production hydraulique à hauteur de 1 GW à l'horizon 2050.

Les moyens de flexibilité pilotables nécessaires sur le territoire (en GW)

Pour chaque scénario, RTE a déterminé le bouquet optimal de flexibilités nécessaires pour compenser la variation des énergies renouvelables dépendantes des conditions météo et assurer en permanence la couverture des besoins en électricité.

Scénario N1



11 GW



Nouvelles unités thermiques décarbonées

Il est nécessaire de développer l'équivalent de **22 centrales thermiques (contre environ une vingtaine présentes aujourd'hui) qui fonctionnent avec du gaz décarboné** (type biométhane ou hydrogène) de manière à permettre un stockage d'énergie sur de longues périodes.

9 GW



Batteries

L'installation de batteries en site fixe permet de stocker l'électricité sur une courte durée, à l'échelle de la journée, pour absorber l'excédent de production solaire à midi et la consommer le soir par exemple. 0,3 MW de batteries sont actuellement installés en France.

15 GW



Flexibilités de consommation

Les nouveaux usages électriques sont pour la plupart déplaçables (recharge des batteries des véhicules électriques, production d'hydrogène, etc.). Ils pourront donc être différés en dehors des périodes de pointe en fonction des besoins du système électrique. Ce potentiel s'élève aujourd'hui à environ 4 GW.

1,7 GW
soit 1,1 MVE



Vehicle-to-grid (V2G)

Au delà du décalage de la recharge, **la mobilisation de la batterie des véhicules électriques comme des moyens de stockage** constitue une option supplémentaire pour répondre aux besoins du système.

8 GW



Stations de pompage (STEP)

Les STEP constituent un moyen de stockage de l'électricité grâce au pompage-turbinage de l'eau. La capacité actuelle s'élève à environ 4 GW et le potentiel de développement de nouveaux sites reste limité.

39 GW

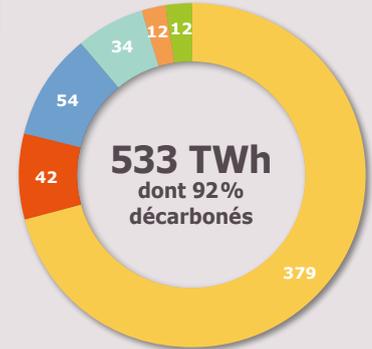


Interconnexions

Augmenter les échanges avec les pays voisins en renforçant les interconnexions permet de réduire le besoin des autres flexibilités en les mutualisant avec d'autres pays. Aujourd'hui, les interconnexions françaises représentent une capacité d'échange de l'ordre de 15 GW.

La production d'électricité en 2050

2019

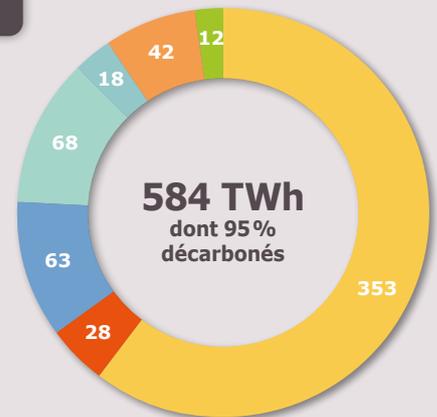


21%



71%

2030

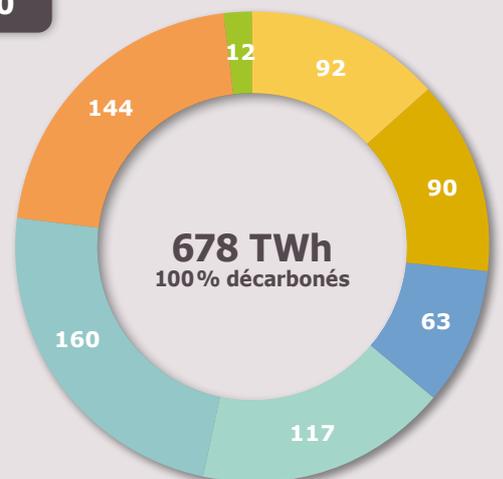


35%



60%

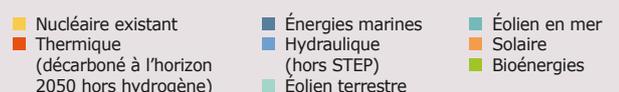
2050



74%



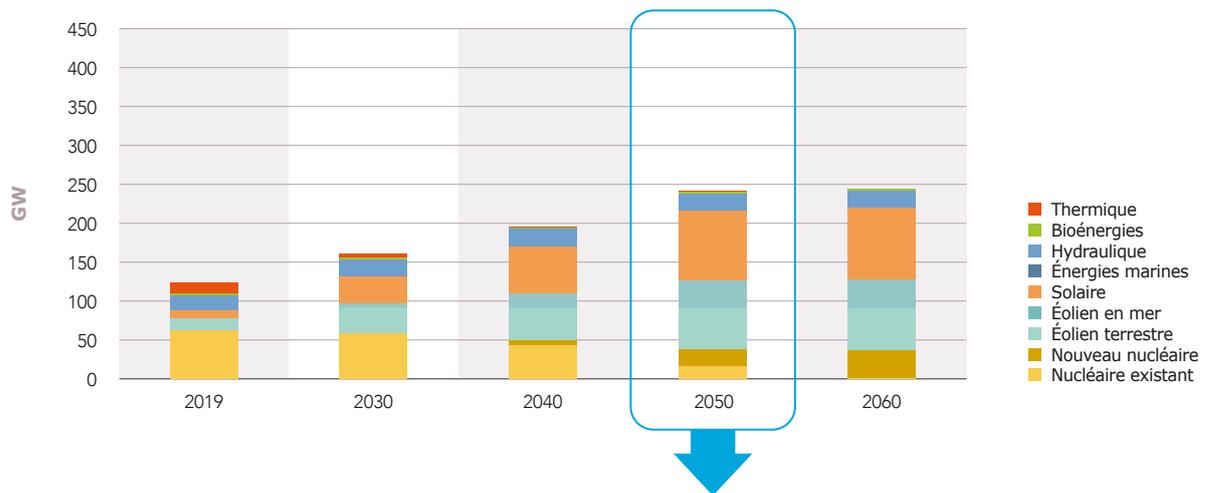
26%



Scénario élaboré autour du lancement d'un programme rapide de construction de nouveaux réacteurs nucléaires de type EPR2, selon un rythme correspondant à la capacité maximale communiquée, à date, par la filière nucléaire (une paire tous les quatre ans à partir de l'horizon 2035 et une

accélération progressive). Ce développement de nouveaux EPR s'accompagne d'un développement des énergies renouvelables à un rythme toujours soutenu mais moindre que dans N1 et dans les scénarios M.

Évolution des sources de production d'électricité en France (capacités en GW)



23
GW



16
GW



90
GW



52
GW



36
GW



22
GW

14
nouveaux réacteurs

11/57
réacteurs existants
encore en activité

54 à 108
milliers d'hectares

17 à 26
milliers de mâts

2,4 à 4,6
milliers de mâts

Proche du parc
hydraulique actuel

L'installation par paire de nouveaux réacteurs se fait sur des sites comportant déjà des centrales nucléaires à partir de l'horizon 2035, au rythme d'une paire tous les quatre ans et une accélération à partir de la troisième paire.

La fermeture de 12 réacteurs existants d'ici à 2035 (trajectoire publique) puis de deux à trois par an à partir de 2045. L'âge moyen des réacteurs encore en service est de 52 ans.

Le parc solaire est multiplié par plus de huit* triplant le rythme historique de développement. La logique d'installation repose notamment sur des grands parcs au sol situés dans les régions ensoleillées.

Le parc éolien est multiplié par près de 3* ce qui implique de maintenir le rythme historique de développement. Les installations sont des grands parcs situés dans les régions les plus venteuses.

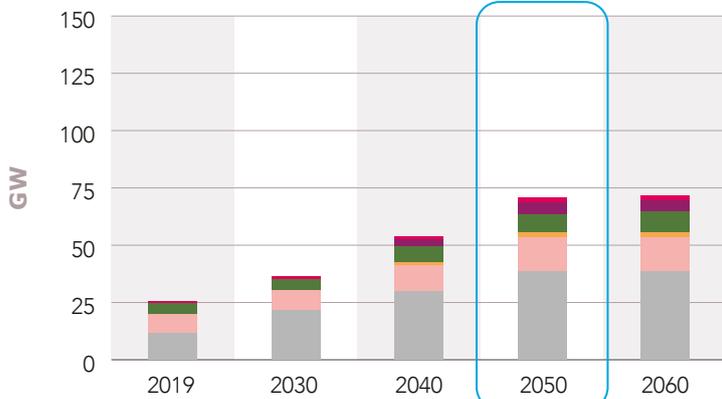
Le parc éolien en mer est développé sur l'ensemble des côtes françaises. Il est nécessaire de mettre en service d'environ 2 parcs par an.

Le potentiel de la filière hydraulique est déjà largement exploité, son développement reposera sur l'installation de nouveaux projets de production hydraulique à hauteur de 1 GW à l'horizon 2050.

Les moyens de flexibilité pilotables nécessaires sur le territoire (en GW)

Pour chaque scénario, RTE a déterminé le bouquet optimal de flexibilités nécessaires pour compenser la variation des énergies renouvelables dépendantes des conditions météo et assurer en permanence la couverture des besoins en électricité.

Scénario N2



5 GW



Nouvelles unités thermiques décarbonées

Il est nécessaire de développer l'équivalent de **10 centrales thermiques (contre environ une vingtaine présentes aujourd'hui) qui fonctionnent avec du gaz décarboné** (type biométhane ou hydrogène) de manière à permettre un stockage d'énergie sur de longues périodes.

2 GW



Batteries

L'installation de batteries en site fixe permet de stocker l'électricité sur une courte durée, à l'échelle de la journée, pour absorber l'excédent de production solaire à midi et la consommer le soir par exemple. 0,3 MW de batteries sont actuellement installés en France.

15 GW



Flexibilités de consommation

Les nouveaux usages électriques sont pour la plupart déplaçables (recharge des batteries des véhicules électriques, production d'hydrogène, etc.). Ils pourront donc être différés en dehors des périodes de pointe en fonction des besoins du système électrique. Ce potentiel s'élève aujourd'hui à environ 4 GW.

1,7 GW
soit 1,1 MVE



Vehicle-to-grid (V2G)

Au delà du décalage de la recharge, **la mobilisation de la batterie des véhicules électriques comme des moyens de stockage** constitue une option supplémentaire pour répondre aux besoins du système.

8 GW



Stations de pompage (STEP)

Les STEP constituent un moyen de stockage de l'électricité grâce au pompage-turbinage de l'eau. La capacité actuelle s'élève à environ 4 GW et le potentiel de développement de nouveaux sites reste limité.

39 GW

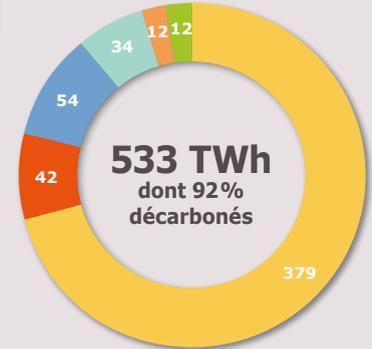


Interconnexions

Augmenter les échanges avec les pays voisins en renforçant les interconnexions permet de réduire le besoin des autres flexibilités en les mutualisant avec d'autres pays. Aujourd'hui, les interconnexions françaises représentent une capacité d'échange de l'ordre de 15 GW.

La production d'électricité en 2050

2019

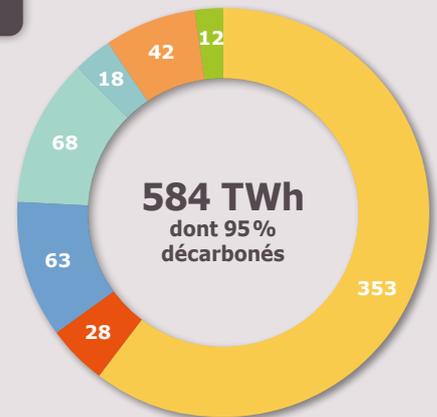


21%



71%

2030

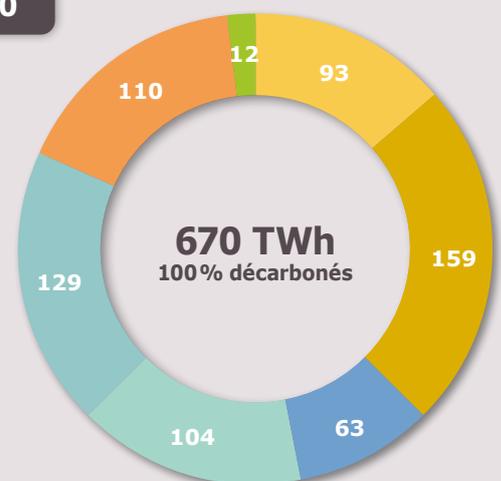


35%



60%

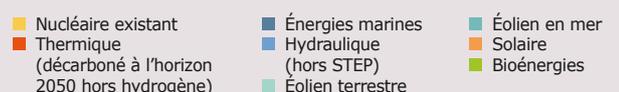
2050



62%



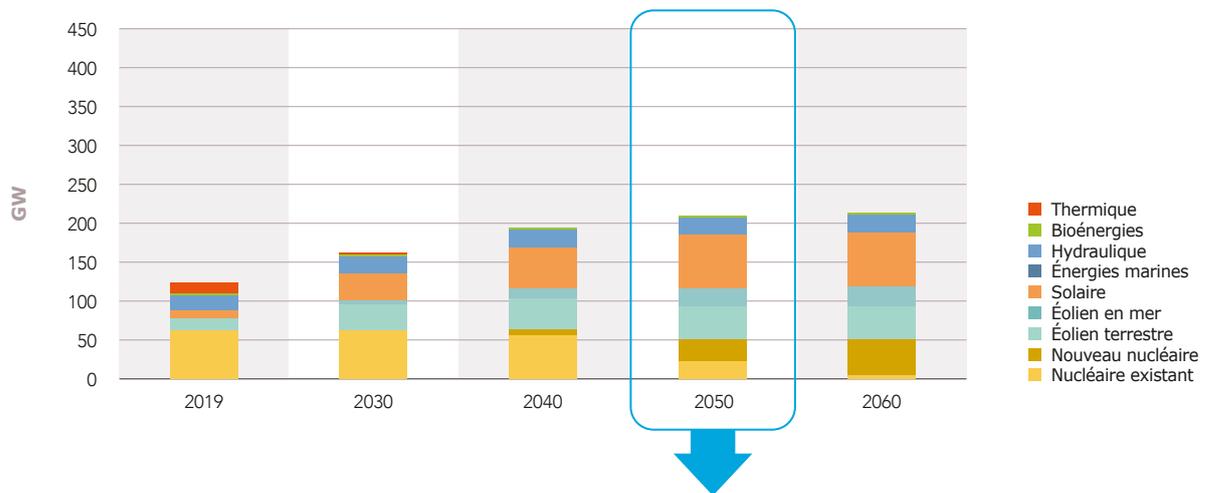
36%



Scénario structuré autour du maintien d'une part du nucléaire durablement importante, en utilisant l'ensemble des leviers possibles pour maximiser la capacité de production nucléaire à l'horizon 2050. Cela implique d'exploiter le parc nucléaire existant plus longtemps en prolongeant la vie de toutes les

centrales actuelles jusqu'à 60 ans voire au-delà dès lors qu'elles respectent les normes de sûreté, et de développer de manière volontariste et diversifié le nouveau nucléaire, notamment via les SMR. Le développement des énergies renouvelables y est moins poussé que dans les autres scénarios.

Évolution des sources de production d'électricité en France (capacités en GW)



27
GW

14
nouveaux réacteurs
+ quelques SMR

L'installation par paire de nouveaux réacteurs se fait sur des sites comportant déjà des centrales nucléaires à partir de l'horizon 2035, au rythme d'une paire tous les 4 ans et une accélération à partir de la 3^e paire. Les SMR se développent à partir de 2035 (démonstrateur).



24
GW

19/57
réacteurs existants
encore en activité

Les réacteurs actuels sont majoritairement maintenus : seules 2 fermetures de réacteurs sont envisagées d'ici à 2035 contre 12 prévues. L'âge moyen des réacteurs encore en service est de 57 ans.



70
GW

43 à 84
milliers d'hectares

Le parc solaire est multiplié par sept* doublant le rythme historique de développement.



43
GW

14 à 21
milliers de mâts

Le parc éolien est multiplié par 2,5* ce qui implique de maintenir environ le rythme historique de développement. Les installations sont des grands parcs situés dans les régions les plus venteuses.



22
GW

1,4 à 2,2
milliers de mâts

Le parc éolien en mer est développé sur l'ensemble des côtes françaises. Il est nécessaire de mettre en service environ un parc par an.



22
GW

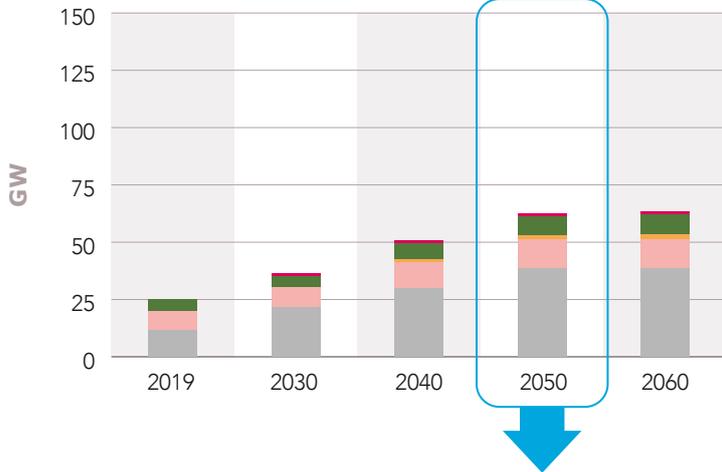
Proche du parc
hydraulique actuel

Le potentiel de la filière hydraulique est déjà largement exploité, son développement reposera sur l'installation de nouveaux projets de production hydraulique à hauteur de 1 GW à l'horizon 2050.

Les moyens de flexibilité pilotables nécessaires sur le territoire (en GW)

Pour chaque scénario, RTE a déterminé le bouquet optimal de flexibilités nécessaires pour compenser la variation des énergies renouvelables dépendantes des conditions météo et assurer en permanence la couverture des besoins en électricité.

Scénario N03



1 GW Batteries

L'installation de batteries en site fixe permet de stocker l'électricité sur une courte durée, à l'échelle de la journée, pour absorber l'excédent de production solaire à midi et la consommer le soir par exemple. 0,3 MW de batteries sont actuellement installés en France.

13 GW Flexibilités de consommation

Les nouveaux usages électriques sont pour la plupart déplaçables (recharge des batteries des véhicules électriques, production d'hydrogène, etc.). Ils pourront donc être différés en dehors des périodes de pointe en fonction des besoins du système électrique. Ce potentiel s'élève aujourd'hui à environ 4 GW.

1,7 GW soit 1,1 MVE Vehicle-to-grid (V2G)

Au delà du décalage de la recharge, la mobilisation de la batterie des véhicules électriques comme des moyens de stockage constitue une option supplémentaire pour répondre aux besoins du système.

8 GW Stations de pompage (STEP)

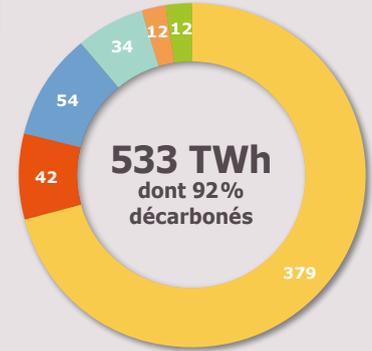
Les STEP constituent un moyen de stockage de l'électricité grâce au pompage-turbinage de l'eau. La capacité actuelle s'élève à environ 4 GW et le potentiel de développement de nouveaux sites reste limité.

39 GW Interconnexions

Augmenter les échanges avec les pays voisins en renforçant les interconnexions permet de réduire le besoin des autres flexibilités en les mutualisant avec d'autres pays. Aujourd'hui, les interconnexions françaises représentent une capacité d'échange de l'ordre de 15 GW.

La production d'électricité en 2050

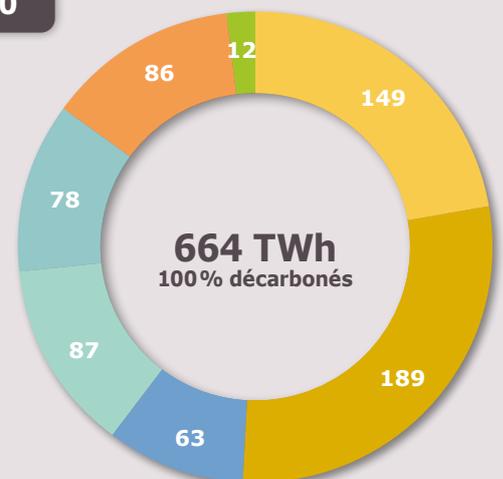
2019



2030



2050



- Nucléaire existant
- Énergies marines
- Éolien en mer
- Thermique (décarboné à l'horizon 2050 hors hydrogène)
- Hydraulique (hors STEP)
- Solaire
- Éolien terrestre
- Bioénergies



20. Fiche thématique n°20 : Les trois scénarios de consommation de l'étude
« Futurs énergétiques 2050 »

Scénario combinant électrification progressive et forte ambition sur l'efficacité énergétique (hypothèse SNBC), sans modification des modes de vie. L'électricité devient à terme l'énergie majoritaire utilisée en France, avec une forte transformation notamment dans la mobilité légère. Les plans annoncés

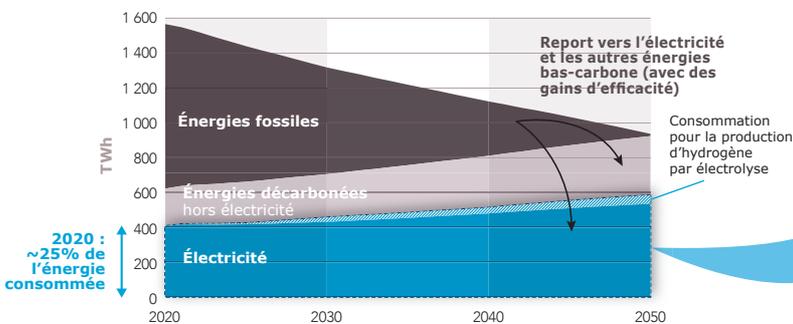
(relance, réindustrialisation, hydrogène) sont menés à bien et induisent des besoins spécifiques. L'industrie manufacturière croît et sa part dans le PIB cesse de diminuer. Les objectifs de rénovation des bâtiments sont atteints et modèrent la consommation, mais s'accompagnent d'un effet rebond.

PIB +1,3%/an à partir de 2030

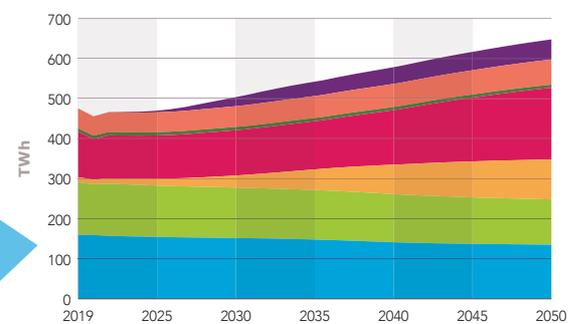
Pop 4 millions d'habitants en plus d'ici 2050

Modes de vie inchangés

Projection de la consommation finale en France dans la SNBC



Projection de la consommation totale* d'électricité



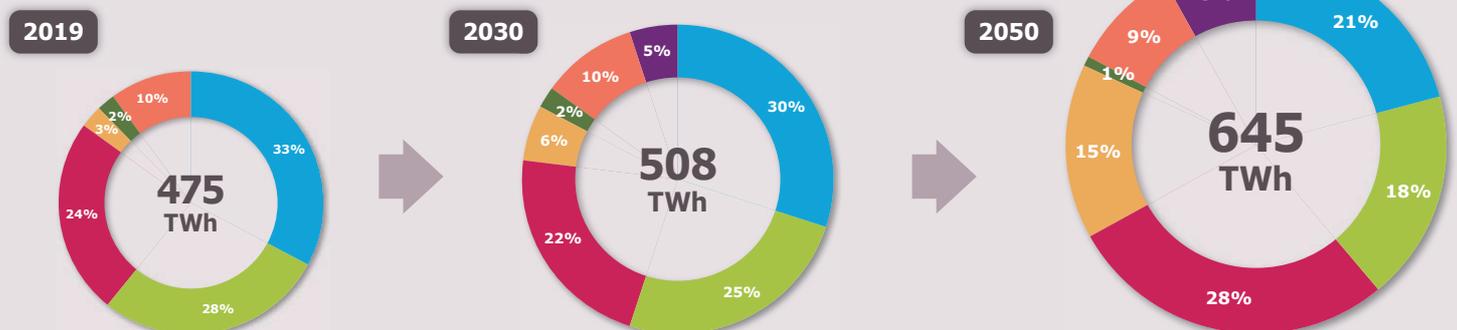
Par secteur

<p>Hydrogène bas carbone 0 → 50 TWh</p>	<p>Produit par électrolyse pour alimenter les besoins industriels et les transports lourds, conforme à la SNBC et au plan de relance</p>	<p>Tertiaire 130 → 110 TWh</p>	<p>Triplement de la consommation des data centers, amélioration de l'efficacité énergétique dans les autres usages</p>
<p>Industrie 115 → 180 TWh</p>	<p>Croissance de l'activité industrielle avec une part de l'industrie dans le PIB stable à 10% (contre-tendanciel, électrification des procédés)</p>	<p>Résidentiel 160 → 135 TWh</p>	<p>Développement du chauffage électrique par pompe à chaleur, compensée par un programme de rénovation énergétique, des bâtiments et des équipements électriques plus efficaces</p>
<p>Transports 15 → 100 TWh</p>	<p>Fin de la vente des véhicules thermiques en 2040** ; 95% des véhicules légers et 20% des camions sont électriques en 2050</p>		

* consommation finale + pertes réseau + consommation du secteur énergétique + consommation pour la production d'hydrogène décarboné

** La législation en vigueur prévoit désormais une interdiction à partir de 2035

Évolution structurelle de la consommation intérieure d'électricité





Consommation

Scénario Réindustrialisation profonde

752 TWh en 2050
Soit +60% par rapport à 2019

Logique fondée sur un investissement spécifique dans les secteurs stratégiques, ainsi que sur la relocalisation de certaines productions dont la fabrication à l'étranger émet beaucoup de gaz à effet de serre, dans l'optique de réduire l'empreinte carbone de la France. Sans revenir à son niveau du début des années 1990,

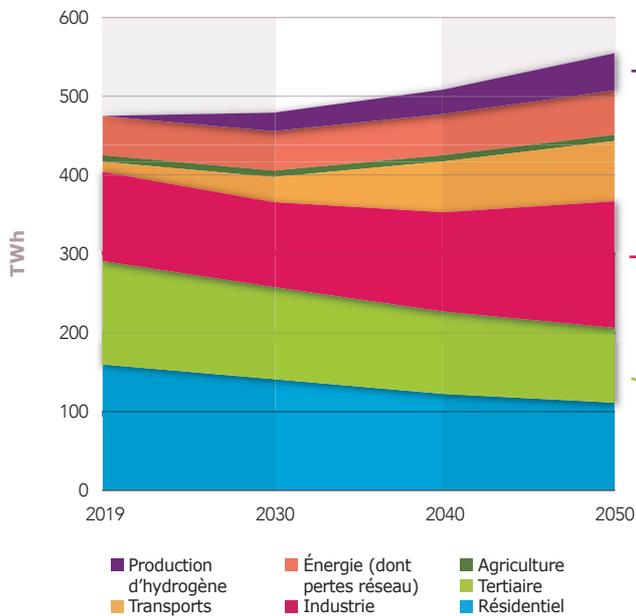
la part de l'industrie manufacturière dans le PIB s'infléchit de manière forte pour atteindre 12-13% en 2050. La valeur ajoutée de l'industrie est supérieure de 80% à celle d'aujourd'hui et le solde commercial devient très largement positif à l'horizon 2050.

PIB +1,5%/an à partir de 2030

Pop 4 millions d'habitants en plus d'ici 2050

Changements des modes de vie : relocalisations industrielles fortes

Projection de la consommation totale* d'électricité



Le scénario réindustrialisation profonde permet d'explorer les implications d'une reconquête industrielle (2050 et écart avec la trajectoire de référence)

- Hydrogène bas carbone**
0 → 87 TWh (+37 TWh)
Hausse des volumes d'hydrogène produits en France par électrolyse du fait de l'augmentation des besoins industriels (et du transport lourd associé). Une partie des besoins sont couverts par des importations.
- Industrie**
115 → 239 TWh (+59 TWh)
Investissements supplémentaires importants orientés dans les secteurs stratégiques (électronique, informatique), ainsi que dans les secteurs exposés aux fuites de carbone (industrie lourde), relocalisation de production (secteur pharmaceutique).
- Tertiaire**
130 → 115 TWh (+5 TWh)
Légère hausse par rapport à la trajectoire de référence du fait de l'augmentation de l'activité industrielle.

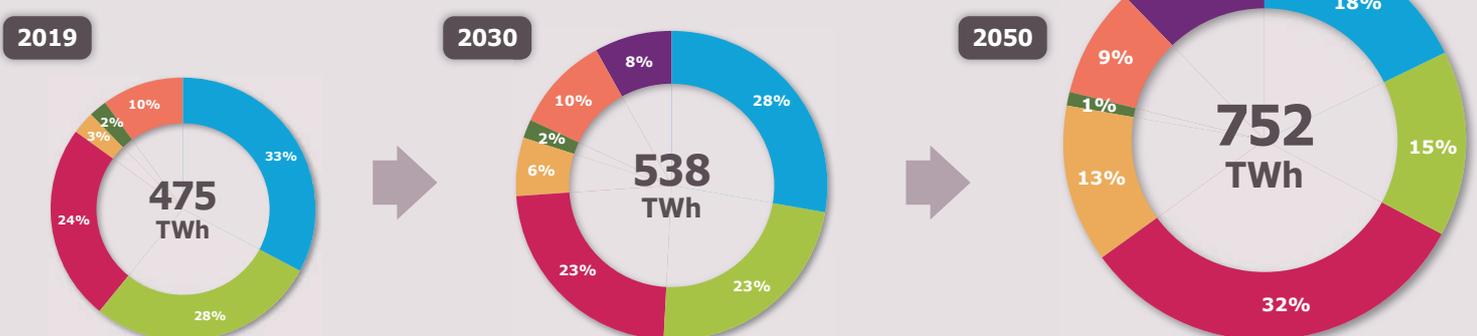
* consommation finale + pertes réseau + consommation du secteur énergétique + consommation pour la production d'hydrogène décarboné

Evolutions de consommation communes à la trajectoire de référence par secteur

- Transports**
15 → 99 TWh
Fin de la vente des véhicules thermiques en 2040** (95% des véhicules légers et 20% des camions sont électriques en 2050).
- Résidentiel**
160 → 135 TWh
Développement du chauffage électrique par pompe à chaleur, compensée par la rénovation énergétique réussie des bâtiments et des équipements électriques plus efficaces.

** La législation en vigueur prévoit désormais une interdiction à partir de 2035

Évolution structurelle de la consommation intérieure d'électricité





Consommation

Scénario Sobriété

555 TWh en 2050
Soit +15% par rapport à 2019

Les habitudes de vie évoluent dans le sens d'une plus grande sobriété des usages et des consommations : moins de déplacements individuels au profit des mobilités douces et des transports en commun, moindre consommation de biens manufacturés, économie du partage, baisse de la température de consigne de

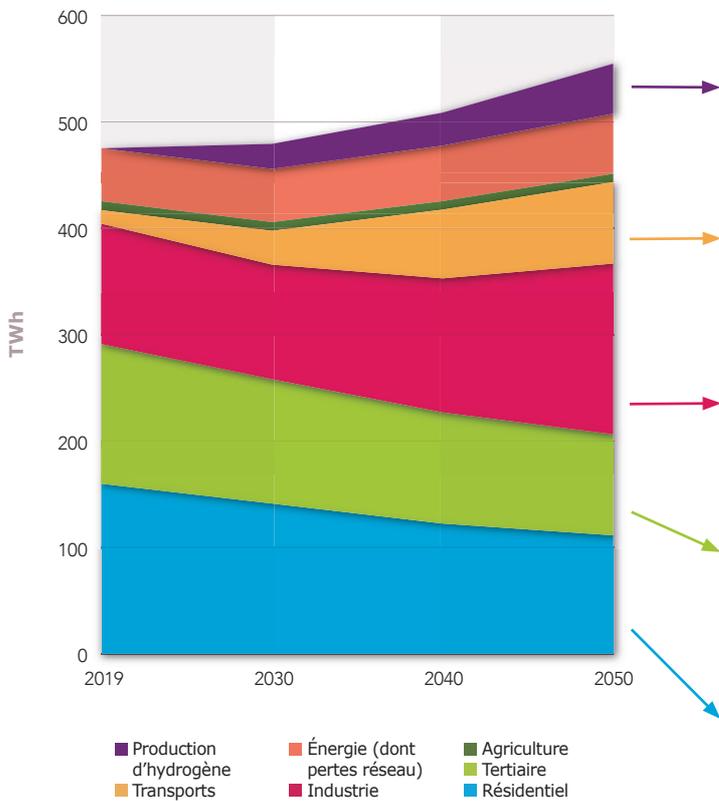
chauffage, recours à davantage de télétravail, sobriété numérique, etc. Ces évolutions, qui reposent sur des changements importants des modes de vie, à contre courant des tendances actuelles, induisent une diminution générale des besoins énergétiques, et par extension de la consommation d'électricité.

PIB +1,3%/an
à partir de 2030

Pop 4 millions d'habitants
en plus d'ici 2050

Changement de modes de vie

Projection de la consommation totale* d'électricité

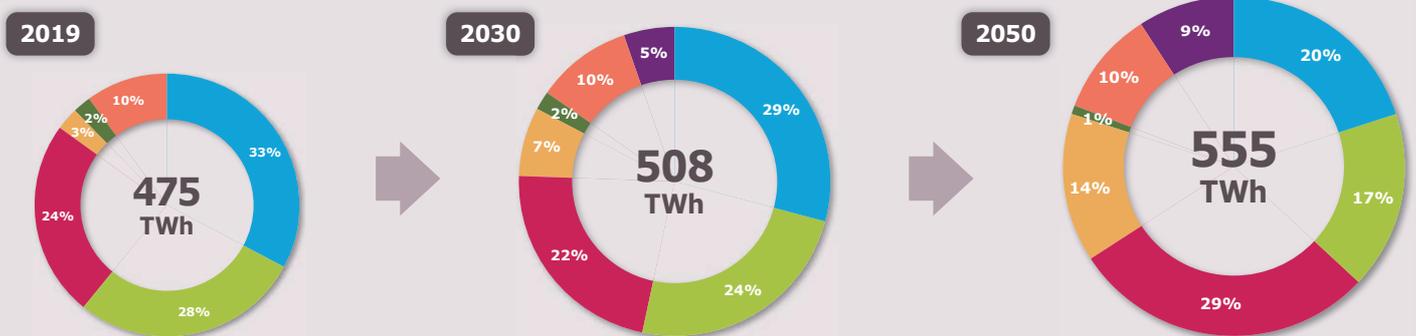


* consommation finale + pertes réseau + consommation du secteur énergétique + consommation pour la production d'hydrogène décarboné

Le scénario de *sobriété* permet de représenter les effets associés à des changements des modes de vie (2050 et écart à la trajectoire de référence)

<p>Hydrogène bas carbone 0 → 47 TWh (-23 TWh)</p>	Moindres besoins en hydrogène par l'industrie et le transport lourd
<p>Transports 15 → 77 TWh (-22 TWh)</p>	La mobilité est moindre et la part du véhicule individuel se réduit au profit des modes doux, des transports en commun et du covoiturage. Les véhicules sont plus légers, la vitesse moyenne est réduite et le nombre de véhicules légers en circulation est réduit.
<p>Industrie 115 → 160 TWh (-20 TWh)</p>	Essor des circuits courts et de l'alimentation non transformée, réduction de la construction, développement de l'économie circulaire, allongement des durées de vie des équipements
<p>Tertiaire 130 → 95 TWh (-18 TWh)</p>	La surface de bureaux est moindre du fait d'une organisation différente du travail, sobriété numérique (taux d'équipement et usages), transformation des modes de consommation (circuits courts, moins de gaspillage), réduction des surfaces commerciales
<p>Résidentiel 160 → 111 TWh (-23 TWh)</p>	Légère hausse du nombre de personnes par ménage, développement de l'habitat à espaces partagés, baisse volontaire de la température de consigne de chauffage de 1°C d'ici à 2050, baisse volontaire de l'usage d'eau chaude sanitaire

Évolution structurelle de la consommation intérieure d'électricité

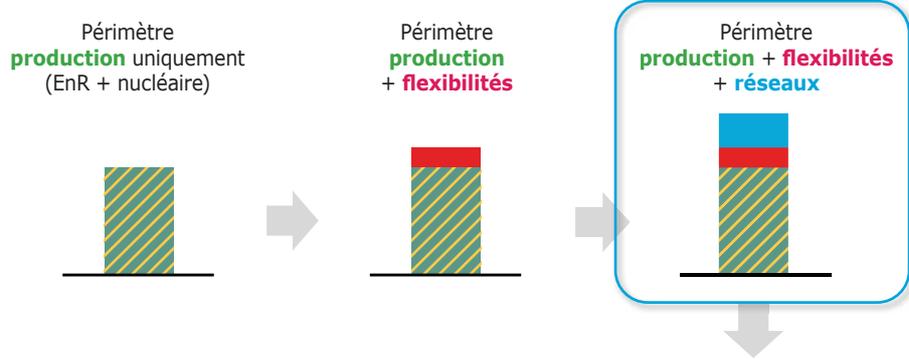




21. Fiche thématique n°21 : L'analyse économique et environnementale de l'étude « Futurs énergétiques 2050 »

Analyse économique des différents scénarios

1 La méthodologie retenue permet de comparer le coût complet des scénarios de transition à l'échelle du système électrique, au-delà du seul coût des installations de production

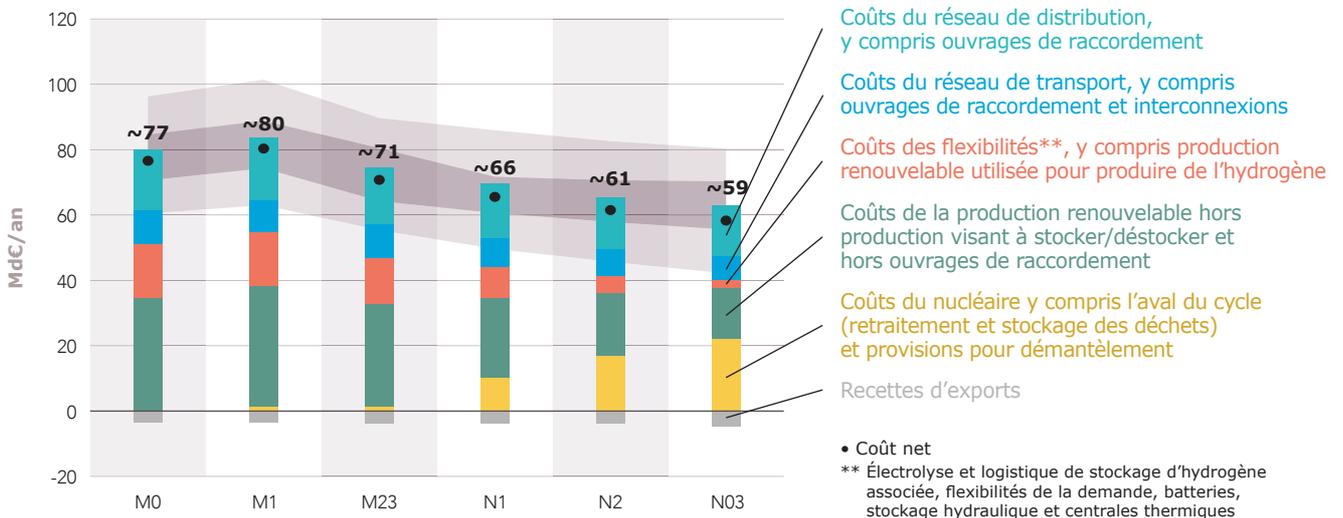


- Pour chaque composante du chiffrage, différents types de coûts sont pris en compte
- ✓ **Les coûts des infrastructures**
Avec des variantes de coûts : faible - médian - haut
 - ✓ **Les coûts d'exploitation et de maintenance**
 - ✓ **Le coût de financement**
Valeur centrale et homogène du CPMC à 4% avec des combinaisons de variantes à 1 et 7 %

2 L'analyse comparée des coûts complets des différents scénarios à 2060* montre l'intérêt économique de développer de nouveaux réacteurs nucléaires ainsi que des grands parcs solaires et éoliens

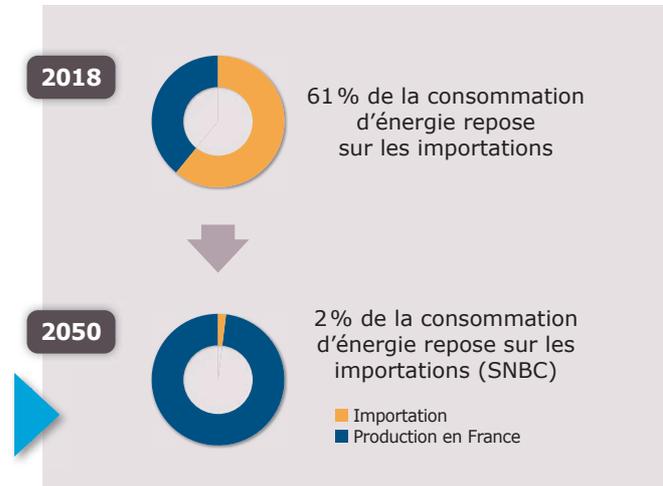
Référence

L'analyse est réalisée à l'horizon **2060** pour prendre en compte l'ensemble des coûts associés à la fermeture complète du parc nucléaire existant dans l'ensemble des scénarios



3 Les grands enseignements économiques

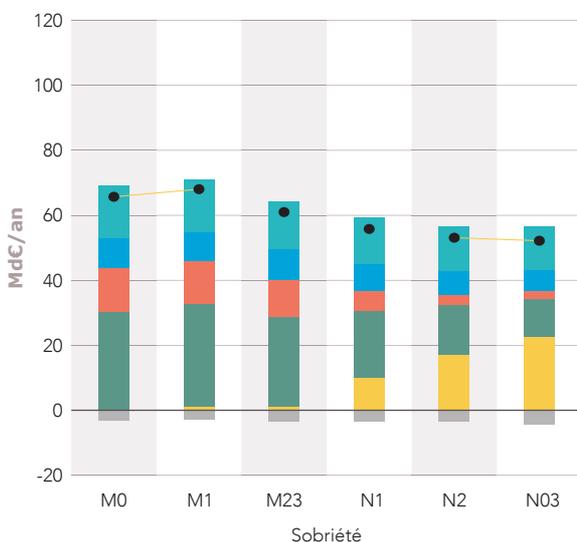
- ▶ **Pour atteindre la neutralité carbone, il sera nécessaire de doubler le rythme des investissements dans le système électrique** afin d'augmenter sa taille, en conséquence des nouveaux besoins en électricité.
- ▶ **Rapportés à l'énergie produite, les coûts associés pourraient légèrement augmenter** en lien avec la fermeture des centrales nucléaires existantes dont le coût a été amorti et qui restent compétitives même en intégrant les programmes de maintenance (Grand carénage).
- ▶ **Les dépenses énergétiques des Français dépendront de moins en moins des énergies fossiles importées** dont les cours peuvent varier fortement mais d'un système électrique aux coûts de fonctionnement faibles et plus stables.
- ▶ **Le coût global du système électrique sera plus élevé mais il couvrira une part plus importante des besoins énergétiques** du fait de l'augmentation de la consommation d'électricité au profit de la diminution des consommations d'énergies fossiles (de l'ordre de 55% dans le scénario de référence contre environ 25% actuellement).



4 L'interclassement économique des scénarios est confirmé dans les différentes trajectoires de consommation

Sobriété

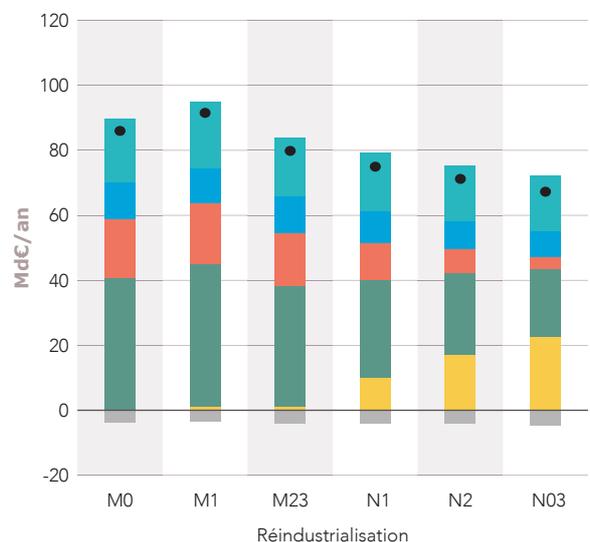
Une société plus sobre en 2050 consommera moins d'électricité (environ -100 TWh que dans la trajectoire de référence). **Cela nécessitera donc d'installer moins de moyens de production, de réseau et de flexibilité.**



Coûts complets entre -10 et -15%

Réindustrialisation profonde

Amorcer une réindustrialisation profonde de l'économie française nécessite de **produire plus d'électricité en France** (environ +100 TWh que dans la trajectoire de référence) **ce qui implique plus de réseau et de flexibilités.**



Coûts complets entre +10 et +15%



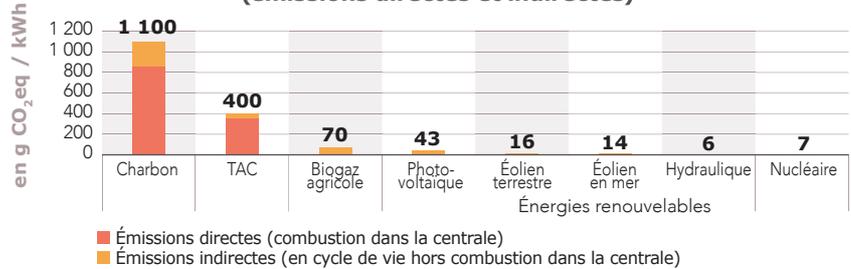
Analyse environnementale des scénarios



BILAN CARBONE

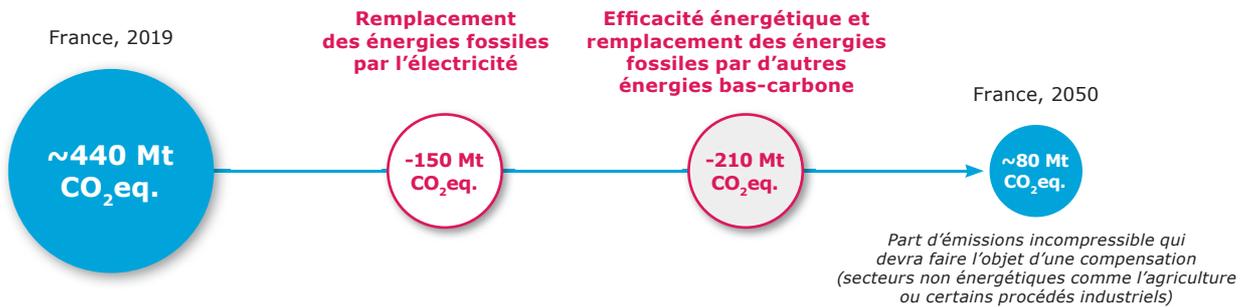
Même en intégrant le bilan carbone complet des infrastructures sur l'ensemble de leur cycle de vie, **l'électricité en France restera très largement bas carbone et contribuera fortement à l'atteinte de la neutralité carbone** en se substituant aux énergies fossiles.

Émissions en cycle de vie pour différentes filières aujourd'hui (émissions directes et indirectes)



L'électrification des usages dans le chauffage, les transports et l'industrie permet à elle seule de réduire les émissions de la France de 35% d'ici 2050. **La sobriété** peut également soulager les besoins de consommation d'énergie, et donc contribuer à la réduction des émissions. D'autres leviers, comme **le développement des bioénergies ou la réduction des émissions de l'agriculture**, doivent également être activés pour atteindre la neutralité carbone.

Évolution des émissions de gaz à effet de serre territoriales de la France et contribution du système électrique à la décarbonation de l'économie à l'horizon 2050



BESOINS & RESSOURCES

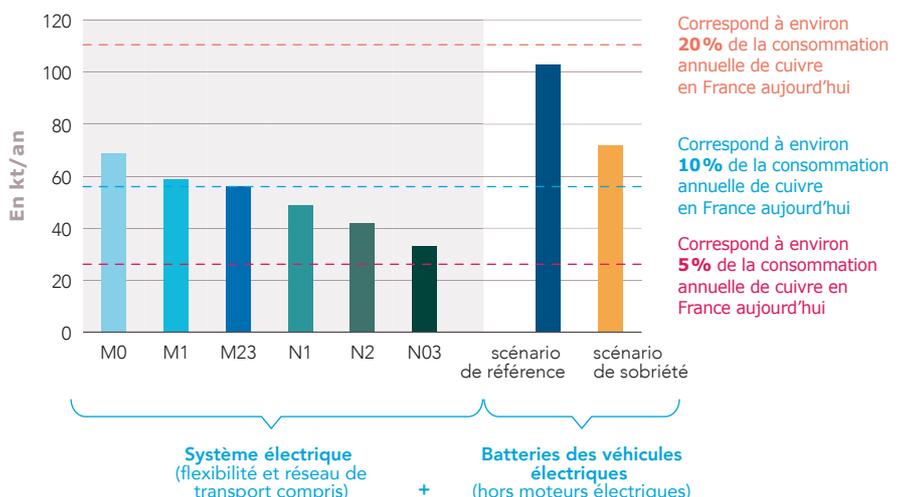
La transition énergétique réduit la dépendance liée aux énergies fossiles mais induit des **besoins et circuits d'approvisionnement nouveaux en ressources minérales** qui suscitent leurs propres enjeux d'approvisionnement.

De nombreuses ressources présentent des enjeux de criticité réels qui sont de nature diverses, portant notamment sur le volume des réserves connus, les impacts environnementaux associés à leur extraction, des situations de monopoles, etc.

La croissance des besoins en métaux spécifiques pour les batteries, notamment des véhicules électriques, constitue un point de vigilance réel.

Des matières comme le cuivre sont également sous surveillance, et d'autant plus dans les scénarios à forte part en énergies renouvelables.

Consommation annuelle moyenne de cuivre entre 2020 et 2050 dans les scénarios d'évolution (1) du système électrique et (2) des batteries de véhicules électriques



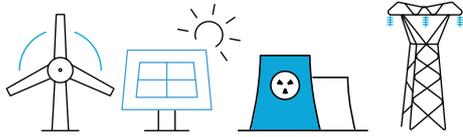


OCCUPATION DES SOLS

Le développement des énergies renouvelables soulève un enjeu d'occupation de l'espace et de limitation des usages.

Plus le scénario comporte d'énergies renouvelables, plus la surface du territoire utilisée par des infrastructures énergétiques augmente. Néanmoins, **les surfaces imperméabilisées et artificialisées, qui cristallisent les inquiétudes pour la biodiversité et la bonne santé des sols, restent très faibles à l'échelle du territoire.**

Surface artificialisée par :



Le système électrique (en 2050)

~20 000 à 50 000 hectares
(dont 4 à 5 kha imperméabilisés)



Le réseau routier français (en 2020)

~1,2 million d'hectares



DÉCHETS RADIOACTIFS

La gestion des combustibles usés nécessite dans tous les scénarios des mesures ou des infrastructures additionnelles pour l'entreposage des combustibles usés (densification des piscines d'entreposage de La Hague, nouvelle piscine d'entreposage centralisée) qui doivent être anticipés afin de ne pas affecter la disponibilité des centrales nucléaires. **La décision de poursuite ou non de la stratégie de traitement-recyclage constitue un enjeu clé à long terme et très long terme.**

Le dimensionnement des infrastructures de stockage des déchets radioactifs à long terme dépend largement des choix sur l'évolution du parc nucléaire :

Scénarios N (construction de nouveaux EPR) :

intégrer les déchets issus du fonctionnement des nouveaux réacteurs

Scénarios M (sortie du nucléaire) et/ou arrêt de recyclage du combustible usé :

requalifier certains combustibles usés en déchets et anticiper leur stockage définitif



POLLUANTS ATMOSPHERIQUES

Le système électrique français représente dès aujourd'hui une très faible part des émissions de polluants atmosphériques (part importante de nucléaire et d'énergies renouvelables, quasiment plus de fioul et de charbon).

L'électrification de certains usages et/ou le remplacement de certains appareils peuvent contribuer à baisser les émissions de certains polluants :



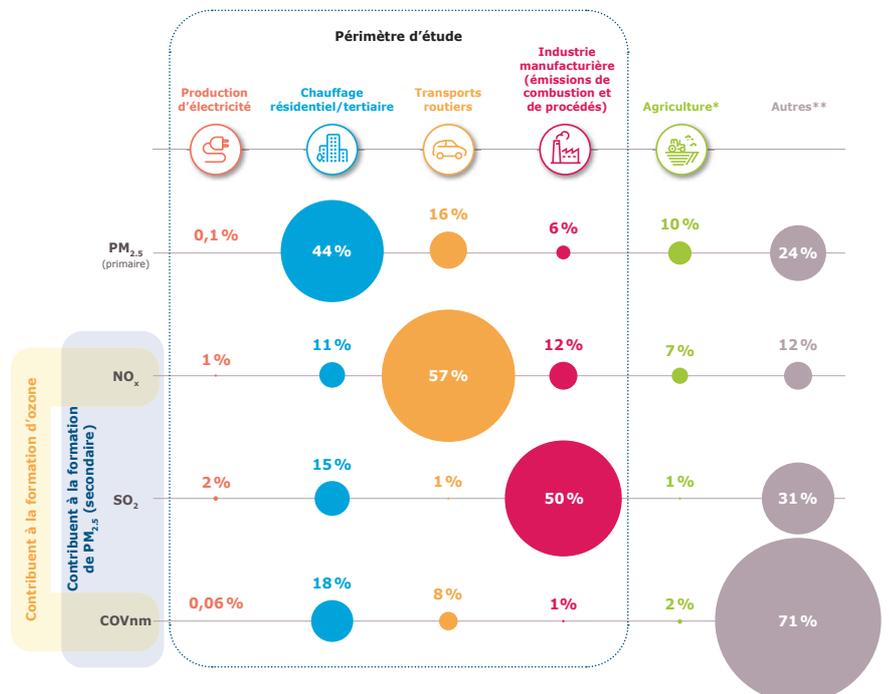
le chauffage, qui représente une source majeure d'émissions de particules fines (PM_{2,5})



le transport routier, qui contribue fortement à la production d'oxyde d'azote (NO_x)



l'industrie, dont les processus de combustion représentent la moitié des émissions de dioxyde de soufre (SO₂)





22. Fiche thématique n°22 : Les principaux enseignements de l'étude « Futurs énergétiques 2050 »

LES ENSEIGNEMENTS DES FUTURS ÉNERGÉTIQUES 2050



Problématique générale : sortir des énergies fossiles

CONSOMMATION



1 Agir sur la consommation grâce à l'efficacité énergétique, voire la sobriété est indispensable pour atteindre les objectifs climatiques



2 La consommation d'énergie va baisser mais celle d'électricité va augmenter pour se substituer aux énergies fossiles



3 Accélérer la réindustrialisation du pays, en électrifiant les procédés, augmente la consommation d'électricité mais réduit l'empreinte carbone de la France

TRANSFORMATION DU MIX



4 Atteindre la neutralité carbone en 2050 est impossible sans un développement significatif des énergies renouvelables



5 Se passer de nouveaux réacteurs nucléaires implique des rythmes de développement des énergies renouvelables plus rapides que ceux des pays européens les plus dynamiques

ÉCONOMIE



6 Construire de nouveaux réacteurs nucléaires est pertinent du point de vue économique, *a fortiori* quand cela permet de conserver un parc d'une quarantaine de GW en 2050 (nucléaire existant et nouveau nucléaire)



7 Les énergies renouvelables électriques sont devenues des solutions compétitives. Cela est d'autant plus marqué dans le cas de grands parcs solaires et éoliens à terre et en mer



8 Les moyens de pilotage dont le système a besoin pour garantir la sécurité d'approvisionnement sont très différents selon les scénarios. Il existe un intérêt économique à accroître le pilotage de la consommation, à développer des interconnexions et le stockage hydraulique, ainsi qu'à installer des batteries pour accompagner le solaire. Au-delà, le besoin de construire de nouvelles centrales thermiques assises sur des stocks de gaz décarbonés (dont l'hydrogène) est important si la relance du nucléaire est minimale et il devient massif – donc coûteux – si l'on tend vers 100% renouvelable



9 Dans tous les scénarios, les réseaux électriques doivent être rapidement redimensionnés pour rendre possible la transition énergétique

SYSTÈME ET TECHNOLOGIES

- 10** Créer un « système hydrogène bas-carbone » performant est un atout pour décarboner certains secteurs difficiles à électrifier, et une nécessité dans les scénarios à très fort développement en renouvelables pour stocker l'énergie
- 11** Les scénarios à très hautes parts d'énergies renouvelables, ou celui nécessitant la prolongation des réacteurs nucléaires existants au-delà de 60 ans, impliquent des paris technologiques lourds pour être au rendez-vous de la neutralité carbone en 2050
- 12** La transformation du système électrique doit intégrer dès à présent les conséquences probables du changement climatique, notamment sur les ressources en eau, les vagues de chaleur ou les régimes de vent

ESPACE ET ENVIRONNEMENT

- 13** Le développement des énergies renouvelables soulève un enjeu d'occupation de l'espace et de limitation des usages. Il peut s'intensifier sans exercer de pression excessive sur l'artificialisation des sols, mais doit se poursuivre dans chaque territoire en s'attachant à la préservation du cadre de vie
- 14** Même en intégrant le bilan carbone complet des infrastructures sur l'ensemble de leur cycle de vie, l'électricité en France restera très largement décarbonée et contribuera fortement à l'atteinte de la neutralité carbone en se substituant aux énergies fossiles
- 15** L'économie de la transition énergétique peut générer des tensions sur l'approvisionnement en ressources minérales, particulièrement pour certains métaux, qu'il sera nécessaire d'anticiper

GÉNÉRAL

- 16** Pour 2050 : le système électrique de la neutralité carbone peut être atteint à un coût maîtrisable pour la France
- 17** Pour 2030 : développer les énergies renouvelables le plus rapidement possible et prolonger les réacteurs nucléaires existants dans une logique de maximisation de la production bas-carbone augmente les chances d'atteindre la cible du nouveau paquet européen « -55 % net »
- 18** Quel que soit le scénario choisi, il y a urgence à se mobiliser

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 frontières » 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

Notre avenir énergétique se décide maintenant



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 1 000 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 Publique
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 évolutionnaire)
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 passenger kilometer
GW : gigawatt
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 : Politique 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
TWh_{PCI} : 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

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](#)

Notre avenir énergétique se décide maintenant



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](#)



GOUVERNEMENT

Liberté
Égalité
Fraternité
