MINISTÈRE
CHARGÉ DE L'ÉNERGIE
Liberté
Égalité
Fraternité

Stratégie française pour l'énergie et le climat

Programmation pluriannuelle de l'énergie (2025-2030, 2031-2035)

Novembre 2024

Table des matières

1. Introduction 7

1.1. La programmation pluriannuelle de l'énergie 10

1.1.1. Nature de la Programmation pluriannuelle de l'énergie 10

1.1.2. Portée juridique de la programmation pluriannuelle de l'énergie 11

1.1.3. Articulation de la programmation pluriannuelle de l'énergie avec les autres documents de planification 11

1.2. Processus d'élaboration de la PPE 12

1.3. Objectifs dont la PPE doit organiser l'atteinte 16

1.3.1. Le cadre international de la lutte contre le changement climatique 16

1.3.2. Le cadre européen 16

1.3.3. Le cadre national 17

1.3.4. L'atteinte de la neutralité carbone à 2050 et les enjeux pour le secteur énergétique 18

1.4. Bilan synthétique de la deuxième PPE 19

1.5. La trajectoire structurant la PPE 27

2. Amélioration de l'efficacité énergétique et baisse des consommations d'énergie fossile 31

2.1. Baisse de la consommation d'énergie finale – Approche globale 33

2.2. Baisse des consommations d'énergie fossiles 41

2.2.1. Historique de l'évolution des consommations d'énergie primaire et objectif de réduction 41

2.2.2. Réduire la consommation primaire de charbon 43

2.2.3. Réduire la consommation primaire de produits pétroliers 46

2.2.4. Réduire la consommation primaire de gaz naturel 50

3. Offre d'énergie / Développement de l'exploitation des énergies renouvelables et de récupération 54

3.1. La chaleur et le froid renouvelables et de récupération 55

3.1.1. Biomasse solide 58
3.1.2. Pompes à chaleur 59
3.1.3. Géothermie de surface et géothermie profonde 61
3.1.4. Solaire thermique 63
3.1.5. Les réseaux urbains de chaleur et de froid 64
3.1.6. La chaleur de récupération 66
3.2. Les combustibles solides de récupération 67
3.3. Les carburants liquides 67
3.3.1. La production de pétrole brut sur le territoire français 67
3.3.2. Le raffinage 68
3.3.3. Les biocarburants et carburants de synthèse 68
3.3.4. Le GPL 72
3.4. Le gaz 72
3.4.1. Le gaz naturel 72
3.4.2. Le gaz renouvelable 73
3.4.3. Hydrogène 75
3.4.4. Le gaz de récupération produit par gazéification 76
3.5. L'électricité 78
3.5.1. Les énergies renouvelables électriques 81
3.5.1.1. Le photovoltaïque 84
3.5.1.2. L'éolien terrestre 86
3.5.1.3. L'éolien en mer et les autres énergies marines renouvelables 88
3.5.1.4. L'hydroélectricité 90
3.5.1.5. La production électrique à partir de bioénergies 91
3.5.2. L'autoconsommation et la production locale de l'énergie 92
3.5.3. Le nucléaire 93
3.5.4. Le parc thermique 100
4. Sécurité d'approvisionnement, optimisation du système électrique et développement des réseaux 101
4.1. La sécurité d'approvisionnement en carburants liquides 101

4.1.1. Enjeux nationaux : raffinage et stocks stratégiques 102

4.1.2. Enjeux locaux : logistique intermédiaire et stations-service....103

4.2. La sécurité d'approvisionnement en produits gaziers 104

4.2.1. Niveau et critère de sécurité d'approvisionnement en gaz 104

4.2.2. Le dimensionnement du système gazier 105

4.2.3. Les obligations assignées aux acteurs gaziers 106

4.2.4. Les mesures de sauvegarde en cas de crise gazière 107

4.3. La sécurité d'approvisionnement en électricité et l'optimisation du système électrique via un bouquet de flexibilités....108

4.3.1. Le critère de sécurité d'approvisionnement 108

4.3.2. L'évolution de la sécurité d'approvisionnement sur l'horizon de la PPE....110

4.3.3. Les stratégies poursuivies pour combler le besoin en capacités supplémentaires à horizon 2030....112

4.4. La sécurité d'approvisionnement en uranium 116

4.5. La sécurité d'approvisionnement en biomasse 117

4.6. Les infrastructures énergétiques et les réseaux....121

4.6.1. Les réseaux de chaleur et de froid....122

4.6.2. Le réseau des carburants liquides 122

4.6.3. Le réseau gazier....122

4.6.4. Le réseau électrique....126

4.6.4.1. Des transformations structurantes dans les années à venir 126

4.6.4.2. Faire évoluer le réseau électrique pour intégrer une part grandissante de production non pilotable 130

4.6.5. Les infrastructures de recharge pour carburants alternatifs....131

4.6.6. Interactions entre les réseaux....132

5. Recherche et innovation pour le développement des nouvelles technologies de l'énergie 134

6. Enjeux socio-économiques, industriels, et préservation du pouvoir d'achat des consommateurs et de la compétitivité des prix de l'énergie....138

6.1. Enjeux macro-économiques et impacts socio-économiques de la PPE 138

6.1.1. Enjeux macro-économiques de la PPE....138

6.1.2. Enjeux autour des investissements en faveur de la lutte contre le changement climatique 140

6.2. Préservation du pouvoir d'achat des ménages....145

6.2.1. La lutte contre la précarité énergétique 145

6.2.1.1. Mesures préventives 145

6.2.1.2. Mesures de soutien....146

6.2.2. Assurer l'information de tous et la transparence sur les coûts et les prix des énergies 147

6.2.3. Compétitivité de l'approvisionnement électrique....149

6.3. Enjeux industriels 151

6.4. Assurer la compétitivité des prix de l'énergie....152

6.4.1. Le choix du mix électrique : optimiser les coûts en prenant en compte les impacts environnementaux et les contraintes techniques 152

6.4.2. Les réseaux de gaz font l'objet d'importants travaux visant à limiter leur cout à terme pour les consommateurs....154

6.4.3. La régulation du prix de l'électricité issue du parc nucléaire existant, vecteur de compétitivité....155

6.4.4. L'industrie : un secteur dont la compétitivité est soutenue....156

6.5. Évaluation des impacts sur les emplois et besoins en compétences professionnelles et adaptation des formations à ces besoins....157

6.6. Évaluation des ressources publiques consacrées à l'atteinte des objectifs de la PPE 161

6.5.1. Coût de soutien de la maîtrise de l'énergie....161

6.5.2. Coût de soutien des ENR par le biais des charges de service public de l'énergie....164

6.5.2.1 Trajectoires de prix de marché et de coûts de production....165

6.5.2.2 Estimation des coûts de soutien public à la production d'énergie renouvelable....166

6.5.3 Investissements relatifs à la relance du secteur nucléaire 167

7. Mobilisation des territoires dans la planification énergétique et sa mise en œuvre....168

7.1. Les documents de planification territoriale, des outils stratégiques dans l'atteinte des objectifs....168

7.2. Un renforcement du rôle clé des territoires dans la planification du développement des énergies renouvelables et dans leurs actions en faveur de l'efficacité énergétique....171

7.3. Un Etat facilitateur et aux côtés des collectivités via des accompagnements et des moyens de financement 173

8. Annexe 1 : Stratégie de développement de la mobilité propre 178

1. Introduction

AVERTISSEMENT

Dans cette version du document, les données historiques référencées sous l'appellation « aujourd'hui » sont les données observées consolidées pour l'année 2022 (disponibles à date). Ces informations seront actualisées avec les données pour l'année 2023 dans une version ultérieure de la PPE 3, une fois ces données pleinement disponibles.

Une stratégie pour relever le Défi du Siècle : sortir de la dépendance aux énergies fossiles

Le choix qui a été fait par la France, il y a plusieurs décennies, de l'indépendance électrique et du nucléaire, nous permet aujourd'hui de bénéficier d'une avance en termes de décarbonation et de compétitivité de notre électricité. Ainsi, notre production, décarbonée à plus de 90 %, couvre l'essentiel du temps nos besoins nationaux.

En complément de ce choix historique, notre pays porte, depuis quinze ans, un effort important de développement des énergies renouvelables. Ces dix dernières années, notre rythme de déploiement est ainsi supérieur de dix points à la moyenne européenne. Ce développement a vocation à se faire pour tous les vecteurs énergétiques : biométhane, bioliquides, biomasse, aérothermie, géothermie, électricité renouvelable…

Cependant, comme dans la plupart des grands pays industrialisés, notre bouquet énergétique reste encore dominé par les énergies fossiles, avec 37 % de pétrole et 21 % de gaz naturel dans notre consommation d'énergie finale. Cela engendre, pour la France, une dépendance délétère. A la fois pour le climat, en raison des conséquences en termes d'émissions de gaz à effet de serre, mais également en termes économiques, en mettant la France et les Français à la merci des aléas géopolitiques et de marché.

La France est aujourd'hui confrontée à un triple enjeu de souveraineté, de compétitivité et d'accélération de la lutte contre le changement climatique.

En matière de souveraineté, l'invasion de l'Ukraine a montré à quel point nous étions vulnérables du fait de notre dépendance à des énergies fossiles importées soumises aux aléas géopolitiques La montée en puissance du protectionnisme induit par ailleurs une concurrence croissante pour la maîtrise des technologies et approvisionnements pour la transition énergétique (Etats-Unis, Chine) qu'il s'agisse de matières premières stratégiques ou de composants clés pour les technologies énergétiques décarbonées. Recouvrer et bâtir notre indépendance suppose donc de limiter notre dépendance à ces matières premières et composants en multipliant les sources d'approvisionnement et en déployant de nouvelles chaînes de valeurs industrielles sur notre territoire et en Europe.

En matière de compétitivité, force est de constater que notre mix énergétique actuel conduit à dégrader fortement notre déficit commercial (entre 25 et 80 milliards d'euros par an au cours de la décennie 2010 et plus de 100 milliards d'euros en 2022 de facture liée aux importations de combustibles) et qu'il soumet notre pays à la volatilité très forte des marchés internationaux, en raison d'événements exogènes (crises géopolitiques, évènements météorologiques, etc.). Au contraire, grâce au choix du nucléaire, dans les années 1970, la France a bénéficié d'une électricité abondante à prix compétitif et a pu préserver une industrie électrointensive. L'enjeu est donc d'abandonner progressivement un mix énergétique défavorable à notre économie. Cela suppose de préserver et d'amplifier le lien entre décarbonation et compétitivité de notre économie dans la durée, en intégrant non seulement la composante nucléaire, mais également les énergies

renouvelables et la flexibilité, et en renforçant les économies d'énergie par l'efficacité et la sobriété.

Sur la lutte contre le dérèglement climatique, enfin, notre pays, comme le reste du monde, fait face à une véritable course contre-la-montre. Dans le combat écologique, chaque minute de perdue renchérit le coût humain, économique, social et financier de la transition.

Cette accélération impose des efforts de tous et des transformations dans toute notre économie (transports, agriculture, industrie, bâtiments et l'énergie. En particulier, l'efficacité énergétique, la décarbonation du secteur de l'énergie, la chaleur renouvelable et de récupération et l'électrification des usages sont des leviers importants de décarbonation des différents secteurs.

Ce triple impératif, politique, économique et climatique, justifie l'engagement porté par l'Etat de faire de la France le premier grand pays industriel à sortir des énergies fossiles. Cet objectif s'inscrit en cohérence avec l'objectif français et européen de neutralité carbone en 2050.

Cette sortie des énergies fossiles va nécessiter un effort inédit dans notre histoire énergétique, à la fois de réduction de la consommation, mais aussi de production énergétique. Cet effort s'insère dans un contexte où le système énergétique français devra, dans les trente prochaines années, être quasi intégralement renouvelé, qu'il s'agisse des installations nucléaires, des capacités d'énergies renouvelables, des réseaux ou des dispositifs de flexibilité (comme l'effacement de consommation électrique ou le stockage) de la consommation énergétique.

La transformation qui s'ouvre devant la France est donc gigantesque. Les investissements requis par la transition énergétique sont sans précédent depuis la première Révolution Industrielle, il y a un siècle et demi. Et au-delà des investissements, c'est l'ensemble de notre modèle de société et de progrès collectif qui va être bouleversé par les décisions qui doivent être prises aujourd'hui.

Pour y parvenir, cette Programmation pluriannuelle de l'énergie est élaborée avec une méthode qui tire profondément les enseignements des exercices passés de programmation énergétique.

Tout d'abord, l'élaboration de la nouvelle stratégie énergétique française repose sur un dialogue approfondi avec l'ensemble des parties prenantes, au travers de phases de concertations et de co-construction. Elle repose en outre des fondements scientifiques et techniques encore plus robustes, en particulier les travaux de modélisation du scénario énergie-climat conduits par l'administration, mais également le rapport « Futurs Energétiques 2050 » des experts de RTE, commandé par le Président de la République en 2019 et mis à jour en septembre dernier[1]. En lien avec la démarche de planification écologique, cette stratégie a pour ambition d'offrir une visibilité de long-terme, de proposer des solutions concrètes aux Français qui prennent en compte leur pouvoir d'achat et de faire de la transition une opportunité de développement des filières et des emplois correspondants, tout en veillant à assurer une neutralité technologique dans les arbitrages de politique publique et en veillant constamment à la compétitivité des entreprises.

La nouvelle stratégie énergétique de la France est aussi le fruit d'un long travail de participation citoyenne et de concertation, engagé depuis 2021.

Dans ce même esprit de concertation, la mise en œuvre d'une véritable planification territoriale des énergies renouvelables, qui donne la main aux élus locaux, marque une rupture par rapport à une gestion jusqu'ici centralisée de notre système énergétique. Depuis mars 2023 et la promulgation de la loi d'accélération de la production des énergies renouvelables (APER), les collectivités territoriales sont invitées à définir des zones d'accélération au sein desquelles les projets seront incités à se localiser. Ces zones doivent être définies afin de présenter un potentiel permettant d'accélérer la

1 Bilan prévisionnel Édition 2023 - Futurs énergétiques 2050, RTE, septembre 2023

production d'énergies renouvelables, de contribuer à la solidarité entre les territoires et à la sécurisation de l'approvisionnement énergétique et afin de répondre également à l'objectif de prévenir et de maîtriser les dangers ou les inconvénients qui pourraient résulter de l'implantation de projets d'énergie renouvelable. Ce dispositif permet de donner la visibilité aux opérateurs sur les zones les plus propices, mais également d'améliorer l'acceptabilité des projets et, ainsi, de les accélérer. Afin de s'assurer que ce nouveau dispositif soit réellement représentatif de la part des territoires dans l'objectif national, les Comités régionaux de l'énergie, qui constituent l'instance de concertation des parties prenantes à l'échelle régionale, seront chargés de vérifier la cohérence entre la somme de ces zones d'accélération et les objectifs régionaux de production d'énergie. Ce souci de décentralisation et de politiques publiques au plus proche des territoires se traduit aussi par le fait que la PPE sera, pour la première fois, déclinée au niveau régional.

Ce choix d'accélérer et de territorialiser la transition s'accompagne d'un renforcement des moyens de pilotage de l'Etat pour décliner avec effectivité la stratégie énergétique française : création d'une délégation interministérielle au nouveau nucléaire, mobilisation des Préfets sur le développement et l'accélération des énergies renouvelables, augmentation des effectifs déconcentrés dédiés aux enjeux énergétiques et montée au capital du groupe EDF afin d'en détenir le contrôle intégral et d'en faire le bras armé de notre politique énergétique décarbonée.

Faire de la France le premier grand pays industriel au monde à sortir de sa dépendance aux énergies fossiles suppose une action résolue visant à passer de consommations encore en majorité fossiles à une économie plus sobre, plus efficace et approvisionnée de manière quasi-intégrale en énergies bas-carbone produites et maîtrisées sur notre sol.

C'est réussir la bascule de ce graphique :

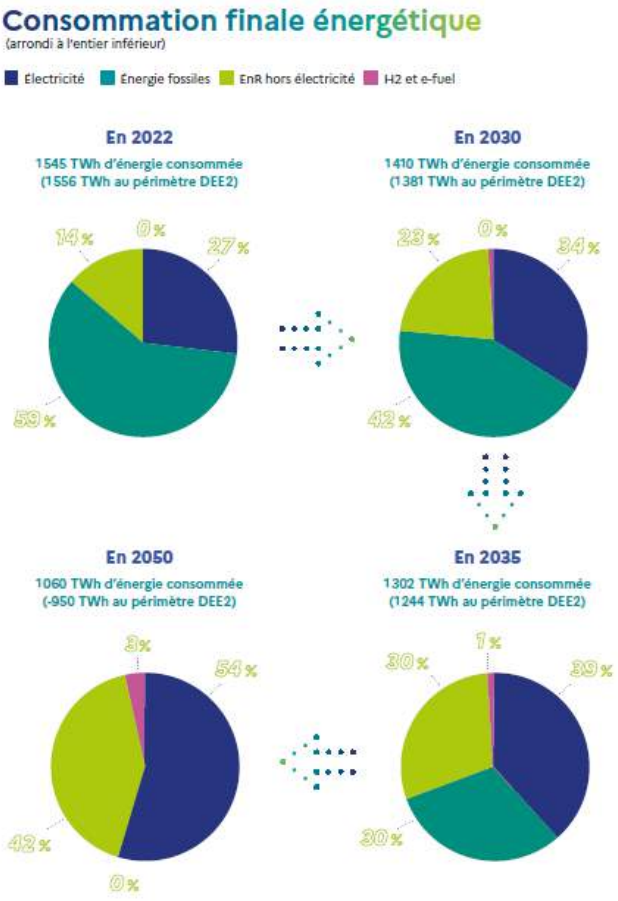


Figure 1 Consommation finale d'énergie à usage énergétique et projections aux horizons 2030, 2035 et 2050 (Périmètre Kyoto, hors soutes internationales)[2]

Cette figure illustre la transition vers une consommation sobre et en énergie bas-carbone. Elle fait état des projections à date en consommation finale énergétique. Il faut toutefois noter que les modélisations en la matière sont conservatrices. En effet, elles intègrent de manière indirecte l'ensemble des mesures de politique publique découlant de la directive 2023/1791/EU relative à l'efficacité énergétique (DEE), dont l'impact individuel est difficile à estimer, et pourrait en fait s'avérer additionnel par rapport aux autres politiques (notamment pour le principe de primauté à l'efficacité énergétique). Toutefois, pour sécuriser le respect de nos objectifs en la matière (tendre vers une réduction de -30% en 2030 et réduire de -50% en 2050 notre consommation d'énergie finale par rapport à celle de 2012 ; il sera nécessaire de consentir à un effort complémentaire sur la base de mesures supplémentaires à consolider dans les prochains mois.

1.1. La programmation pluriannuelle de l'énergie

1.1.1. Nature de la Programmation pluriannuelle de l'énergie

La programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) établit les priorités d'action de l'Etat en matière d'énergie pour la France hexagonale hors Corse, dans les 10 années à venir, partagées en deux périodes de 5 ans. Tous les 5 ans la programmation pluriannuelle de l'énergie est actualisée : la deuxième période de 5 ans est révisée et une période subséquente de 5 ans est ajoutée.

La PPE est encadrée par les dispositions des articles L.141-1 à L.141-6 du code de l'énergie, modifiées par la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, puis par la loi du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat. La 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.

La présente programmation pluriannuelle de l'énergie couvre les deux périodes successives 2025-2030 et 2031-2035. La première période couvre donc 6 ans, afin d'assurer la cohérence avec les

[2] NB 1 : Les chiffres de cette figure, en particulier pour 2050, reposent sur des modélisations provisoires. NB 2 : Une partie de l'énergie finale est consommée sous forme de chaleur vendue (via des réseaux de chaleur principalement). Il a été décidé ici de la décomposer en sa part renouvelable et fossile. Concernant l'électricité, celle-ci est presque totalement décarbonée à horizon 2030, 2035 et 2050.

objectifs des différentes réglementations et les objectifs européens, la plupart de ceux-ci retenant 2030 comme une échéance centrale.

La présente programmation pluriannuelle de l'énergie est constituée de :

- un décret définissant les principaux objectifs énergétiques et les priorités d'action ;
- le présent rapport qui constitue une annexe du décret;
- une synthèse des orientations et actions de la PPE.

Conformément au code de l'environnement, la PPE a fait l'objet d'une évaluation environnementale.

1.1.2. Portée juridique de la programmation pluriannuelle de l'énergie

Les stratégies et les documents de planification qui comportent des orientations sur l'énergie doivent être compatibles avec les orientations formulées dans la programmation pluriannuelle de l'énergie.

Il convient de souligner notamment la portée normative de :

- la fixation des objectifs quantitatifs pour le lancement d'appels d'offres pour des installations de production d'électricité (EnR en particulier), pour des capacités d'effacement de consommation électrique, ou pour des investissements permettant l'injection de biométhane dans les réseaux de gaz ;
- la définition des orientations avec lesquelles l'autorisation d'exploiter des nouvelles installations de production électrique, ainsi que le plan stratégique d'EDF prévu dans l'article L311-5-7 du code de l'énergie, devront être compatibles ;
- la définition du niveau de sécurité d'approvisionnement du système énergétique français, via la fixation du critère de défaillance utilisé pour apprécier l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité, ou encore le critère pour la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel et les stockages devant être maintenus en fonctionnement.

1.1.3. Articulation de la programmation pluriannuelle de l'énergie avec les autres documents de planification

La programmation pluriannuelle de l'énergie s'articule avec différents plans, programmes et stratégies de niveau national qui déclinent de manière opérationnelle ses priorités d'action. . La figure ci- après illustre cette articulation.

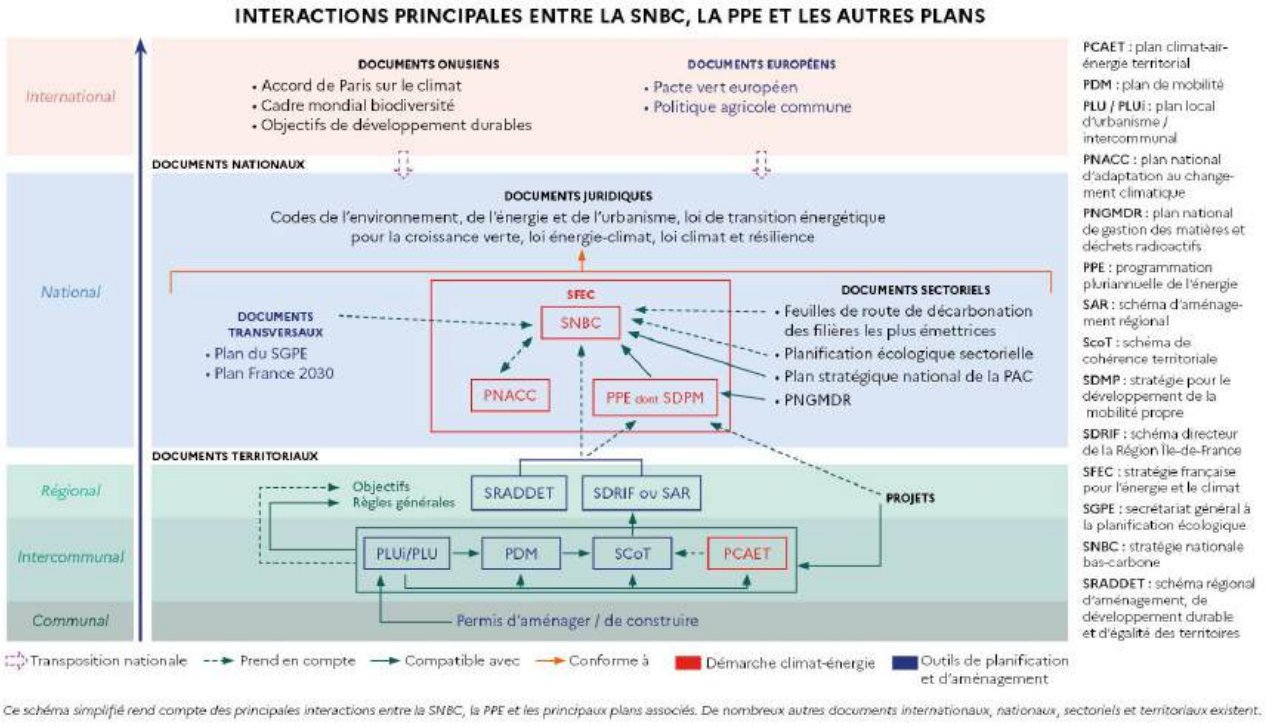


Figure 2 Articulation de la PPE avec d'autres documents de planification de niveau national

1.2. Processus d'élaboration de la PPE

Un travail scientifique de planification, reposant sur une modélisation complète de notre avenir énergétique

L'élaboration de la stratégie française pour l'énergie et le climat repose sur un **important travail de modélisation prospective.** La DGEC construit dans ce cadre un scénario énergétique et climatique visant à décrire une trajectoire cible de réduction des émissions de gaz à effet de serre jusqu'à l'atteinte des objectifs fixés pour 2030 et de la neutralité carbone en 2050.

Ce travail n'est pas un exercice de prévision mais bien de planification complète et intégrée : il s'agit pour l'Etat de proposer, parmi les différentes trajectoires possibles, un scénario-cible qui relève les défis exprimés en amont, et qui coordonne les différents objectifs sectoriels en tenant compte de l'ensemble des contraintes physiques, sociales, économiques, et environnementales.

L'exercice de modélisation est complété par une vérification spécifique pour s'assurer de la cohérence des résultats entre eux (« bouclage »). Il incombe en effet, à chaque horizon temporel, et pour chacun des vecteurs énergétiques, de vérifier l'adéquation des ressources aux besoins qui se dégagent du scénario-cible, de contrôle ses incidences économiques et leur acceptabilité, et de confirmer la stabilité globale du modèle et sa robustesse, en s'appuyant sur les travaux de l'Etat, et de l'ensemble des parties prenantes (e.g. étude « futurs énergétiques 2050 » de RTE, etc.).

Certains des points de bouclage sont particulièrement délicats, par exemple la vérification de l'adéquation offre/demande en électricité, qui suppose un contrôle fin de cet équilibre à chaque heure de l'année sur la base des moyens disponibles et de l'évolution de la demande électrique, ou encore la vérification de la ressource en biomasse et de sa mobilisation, compte tenu de la diversité des formes de biomasse et de leurs enjeux économiques, imbriqués dans une économie agricole en

profonde transformation (crise agricole et départ à la retraite de près d'un exploitant sur deux en 10 ans).

Les trajectoires présentées dans ce document émanent des projections à date disponibles et traduisent les changements structurels nécessaires d'ici 2035 pour parvenir à nos objectifs. Ces éléments continueront néanmoins à être réévalués et affinés en fonction des nouvelles connaissances sur chacun des leviers pour s'inscrire dans la durée sur une trajectoire conforme avec l'atteinte de nos objectifs.

Un travail s'appuyant sur le débat public et la concertation avec l'ensemble des parties prenantes

L'Etat a choisi de placer le débat public au cœur de l'exercice de programmation énergie-climat. La planification écologique fixe en effet des objectifs généraux, des trajectoires, des leviers d'action et des moyens financiers pour accompagner les acteurs. La volonté de l'Etat est de veiller à la mise en œuvre concrète sur le terrain de ces objectifs, grâce à des projets qui soient équitables, réalistes et désirables pour l'ensemble des Français. Pour répondre efficacement à ces défis, identifier l'impact social des mesures proposées et y apporter des réponses, l'élaboration de la stratégie énergétique française repose sur un important travail de concertation et de dialogue avec de nombreuses parties prenantes (représentants du monde économique, représentants des salariés, associations, collectivités, ONG, citoyens), engagé depuis octobre 2021.

Dans ce contexte, **l'Etat a** :

- **Associé l'ensemble des parties prenantes** (scientifiques, acteurs économiques, Etat, collectivités, associations, etc.) au travers d'un comité dédié et les experts sectoriels via des ateliers et des groupes de travail (GT) pour discuter des premières hypothèses et leviers à mobiliser ;
- **Associé les citoyens** via des phases de concertations visant à recueillir leurs orientations sur la politique climatique et énergétique du pays ;
- **Accompagné les acteurs économiques** des secteurs les plus émetteurs dans l'identification des leviers de décarbonation à disposition de ces derniers et leur traduction opérationnelle au sein de feuilles de route de décarbonation (Article 301 de la loi Climat et résilience3, feuilles de route des comités stratégiques de filière du Conseil national de l'industrie4, feuilles de route des 50 sites industriels les plus émetteurs, etc.).

En particulier, l'Etat a choisi de lancer un exercice d'une ampleur sans précédent de dialogue citoyen autour de notre avenir énergétique avec l'organisation d'une concertation « Notre avenir énergétique se décide maintenant », d'octobre 2022 à février 2023 sous l'égide de la Commission Nationale du Débat Public (CNDP). Cette concertation a notamment permis de recueillir l'avis d'un « Forum des jeunesses », exercice inédit en Europe, avec 200 jeunes tirés au sort sur tout le territoire y compris ultra-marin.

Par ailleurs, dans le cadre de la planification écologique voulue par le Président de la République et à l'initiative de la ministre de la transition énergétique, 7 groupes de travail ont été créés en mai 2023 pour mettre à jour la stratégie énergétique et climatique de notre pays. Ces groupes pilotés par des parlementaires et élus locaux et associant l'ensemble des parties prenantes concernées (fédérations professionnelles, partenaires sociaux, experts, associations environnementales et de

3 https://www.ecologie.gouv.fr/feuilles-route-decarbonation-des-filieres-plus-emettrices

4 https://www.conseil-national-industrie.gouv.fr/decouvrez-19-csf

consommateurs, etc.), ont été chargés de partager les contraintes auxquelles notre pays va être confronté dans le contexte des différents défis qui se dressent devant lui, de poser le diagnostic et de dégager des pistes d'actions. Ils ont remis leurs conclusions en septembre 2023[5]. Ces propositions ont nourri la préparation de la présente programmation pluriannuelle de l'énergie.

Un travail s'appuyant sur l'ensemble des vecteurs énergétiques de la production jusqu'au consommateur final

La PPE pour les dix prochaines années vise à décarboner le système énergétique français dans son intégralité, sur tous les maillons de la chaîne, de la production ou l'importation d'énergie, jusqu'au consommateur final, en intégrant l'ensemble de la chaîne de transport, de distribution et de stockage. Elle intègre dans le même temps l'ensemble des vecteurs énergétiques, aussi bien l'électricité, la chaleur que le gaz ou les carburants solides ou liquides. Ce n'est en effet qu'en embrassant l'ensemble de nos usages énergétiques et tous les vecteurs énergétiques qu'il est possible de préparer la substitution des énergies fossiles, partout où elles se trouvent.

La baisse globale et la décarbonation de la consommation des énergies, passant notamment par une électrification des usages, doivent permettre d'engager une dynamique accélérée de sortie des énergies fossiles (cf. figure 4 ci-dessous) grâce à une augmentation de la production d'énergies bas-carbone (cf. figure 3 ci-dessous). Elle doit, par ailleurs, composer avec des contraintes fortes, notamment relatives aux capacités physiques des ressources naturelles en matière de production biomasse et les enjeux environnementaux associés, ainsi qu'aux défis du secteur électrique, avec une croissance forte des consommations d'électricité, des filières de compétences et des capacités industrielles qui doivent s'adapter, et une stabilité du réseau qui doit être assurée à tout instant.

Cette transition imposée au système énergétique nécessitera, pour le système électrique en particulier, un développement d'un bouquet de flexibilités décarbonées (stockage, effacement, interconnexions, thermique décarboné, etc.) de manière à inciter au décalage des consommations en dehors des périodes de tensions. Une adaptation des infrastructures pétrolières et gazières sera par ailleurs nécessaire.

[5] https://www.ecologie.gouv.fr/dossier-presse-travaux-preparation-strategie-francaise-energie-climat-restitution-des-groupes

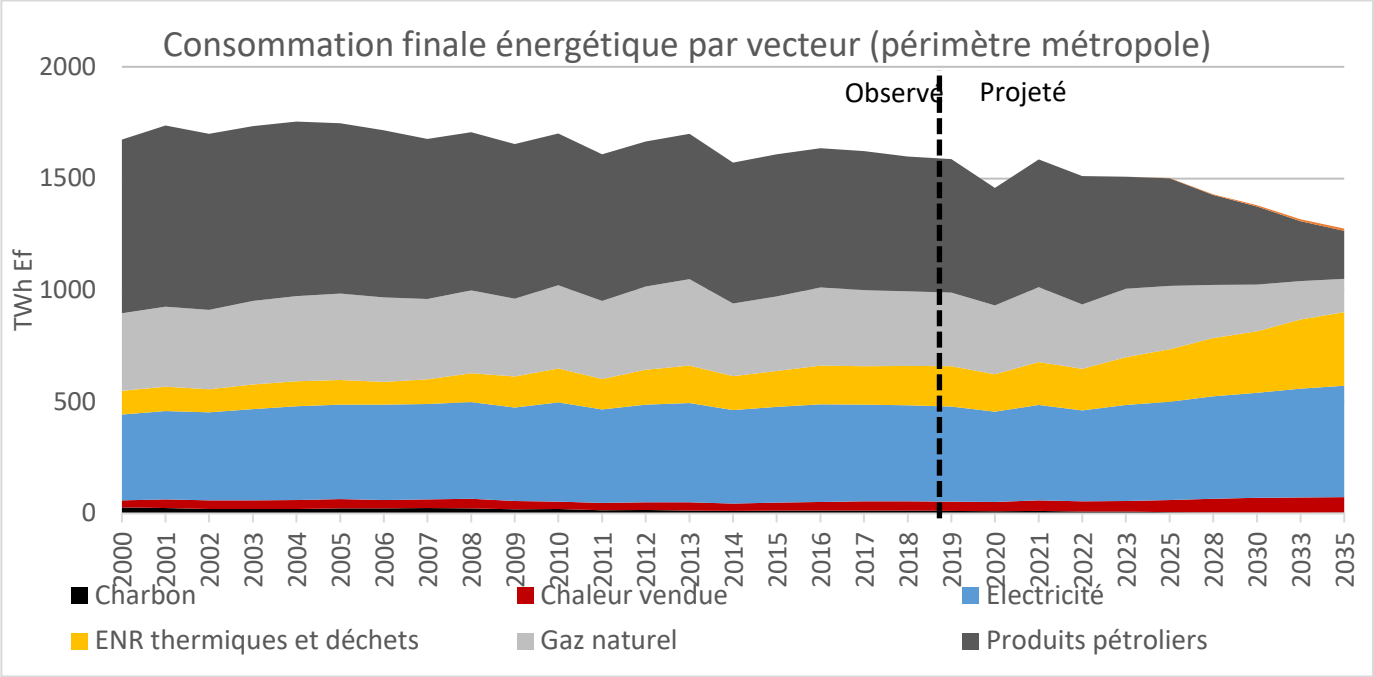


Figure 3 Evolution du mix énergétique réel (2000-2022) et projection des consommations finales énergétiques jusqu'en 2035 (SDES, mai 2024 ; Modélisation DGEC, hors soutes internationales)

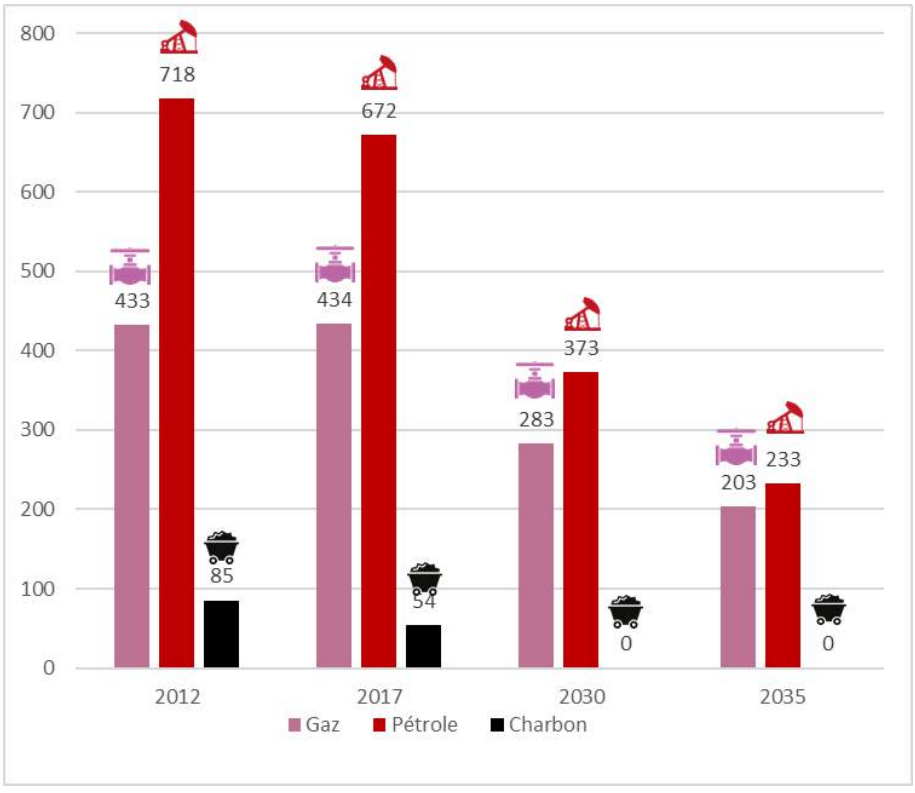


Figure 4 Evolution de la consommation d'énergies fossile primaire pour les usages énergétiques par rapport à 2012 (Modélisation DGEC, hors usages non énergétiques)

1.3. Objectifs dont la PPE doit organiser l'atteinte

1.3.1. Le cadre international de la lutte contre le changement climatique

Le changement climatique exige des pays du monde entier qu'ils collaborent. A cette échelle, la lutte contre le changement climatique est guidée par la convention cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC) adoptée en 1992.

En 2015, les dirigeants du monde entier sont convenus d'objectifs ambitieux pour la lutte contre le changement climatique : **contenir l'élévation de la température moyenne de la planète nettement en dessous de 2 °C par rapport aux niveaux préindustriels et poursuivre l'action menée pour limiter l'élévation des températures à 1,5 °C**. Il s'agit de **l'Accord de Paris**.

Cet accord, élaboré sous présidence française, **traite de façon équilibrée les deux facettes de l'action climatique** à savoir l'atténuation – c'est-à-dire des efforts de baisse des émissions de gaz à effet de serre – et l'adaptation des sociétés aux changements climatiques déjà existants.

Parvenir à ces objectifs implique **une action immédiate, rapide et de grande ampleur pour réduire les émissions de GES** et **atteindre la neutralité en GES**[6] (zéro émission nette) **au niveau mondial autour de 2050**.

1.3.2. Le cadre européen

Le **règlement « établissant le cadre requis pour parvenir à la neutralité climatique » dit « Loi européenne sur le climat »** constitue la clef de voute de l'ambition climatique de l'Union européenne. Elle inscrit dans le droit européen le principe de la neutralité climatique en 2050 et prévoit des jalons intermédiaires s'agissant de la réduction des émissions de gaz à effet de serre.

A l'horizon 2030, l'Union européenne s'est fixée (article 4 du règlement précité) l'objectif de **réduire ses émissions de gaz à effet de serre de -55 % net en 2030 par rapport à 1990** (contre -40% brut antérieurement inscrit dans la première contribution déterminée au niveau national (CDN de 2015) de l'Union européenne).

Pour traduire ces objectifs, **plusieurs législations et objectifs européens ont été revus**, notamment :

- Le règlement européen révisé dit du « partage de l'effort » (ou ESR « Effort Sharing Regulation »)[7], qui a aligné les objectifs des Etats membres de réduction des émissions de GES des secteurs des transports, des bâtiments, de l'agriculture et des déchets avec le nouvel objectif européen pour 2030 ;

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

7 Règlement (UE) 2018/842 du Parlement européen et du Conseil du 30 mai 2018 relatif aux réductions annuelles contraignantes des émissions de gaz à effet de serre par les États membres de 2021 à 2030 contribuant à l'action pour le climat afin de respecter les engagements pris dans le cadre de l'accord de Paris et modifiant le règlement (UE) n° 525/2013

- Le règlement européen du secteur de l'utilisation des terres, du changement d'affectation des terres et de la foresterie (UTCATF, ou LULUCF en anglais) [8], qui dimensionne les efforts que la France aura à produire en matière de gestion des forêts, de renforcement des usages à longue durée de vie pour le bois issu des forêts françaises, de stockage de carbone dans les terres agricoles (ex : préservation des prairies, haies…) ou encore de réduction de l'artificialisation des sols

- La directive 2023/1791/EU relative à l'efficacité énergétique (DEE)[9], qui dimensionne les efforts que la France aura à produire en matière de réduction de sa consommation d'énergie.

- La directive (UE) 2023/2413 relative à la promotion de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, dite « Directive RED III », qui dimensionne les efforts que la France aura à réaliser en matière de production d'énergie renouvelable.

- Les directives (UE) 2023/95810 et (UE) 2023/95911, qui révisent le système d'échange de quotas d'émissions de l'UE (SEQE-UE, le marché carbone européen) pour en rehausser l'ambition environnementale.

Par ailleurs, l'Union européenne (UE) et la France, à titre individuel, se sont engagés dans le Global Methane Pledge (GMP), une initiative lancée à la COP 26. L'engagement pris dans le cadre du Global Methane Pledge est de nature collective, les signataires du GMP s'engageant à coopérer pour réduire de 30% les émissions de méthane mondiales entre 2020 et 2030[12].

Les orientations fixées dans la PPE s'inscrivent dans ce cadre.

1.3.3. Le cadre national

La France s'est dotée d'outils de pilotage pour conduire sa politique de lutte contre l'effet de serre et de transition énergétique. Il s'agit de la Stratégie nationale bas-carbone et de la Programmation pluriannuelle de l'énergie. Ces deux documents sont étroitement liés **: si la SNBC a vocation à définir la feuille de route en matière d'atténuation à long terme pour l'ensemble des secteurs** (production

8 Règlement (UE) 2023/839 du Parlement européen et du Conseil du 19 avril 2023 modifiant le règlement (UE) 2018/841 en ce qui concerne le champ d'application, la simplification des règles de déclaration et de conformité, et la fixation des objectifs des États membres pour 2030, et le règlement (UE) 2018/1999 en ce qui concerne l'amélioration de la surveillance, de la communication d'informations, du suivi des progrès et de la révision.

9 L'article 4 de la directive 2023/1791/EU relative à l'efficacité énergétique fixe un objectif européen à l'horizon 2030 de consommation maximale d'énergie finale de 763 Mtep et d'énergie primaire 992,5 Mtep. Ces objectifs visent à une réduction de la consommation d'énergie d'au moins 11,7 % en 2030 par rapport aux projections du scénario de référence de l'Union de 2020.

10 Directive (UE) 2023/958 du Parlement européen et du Conseil du 10 mai 2023 modifiant la directive 2003/87/CE en ce qui concerne la contribution de l'aviation à l'objectif de réduction des émissions dans tous les secteurs de l'économie de l'Union et la mise en œuvre appropriée d'un mécanisme de marché mondial

11 Directive (UE) 2023/959 du Parlement européen et du Conseil du 10 mai 2023 modifiant la directive 2003/87/CE établissant un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre dans l'Union et la décision (UE) 2015/1814 concernant la création et le fonctionnement d'une réserve de stabilité du marché pour le système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre de l'Union

12 La France a réduit ses émissions de méthane de 20% entre 1990 et 2020.

et transformation d'énergie compris), la **PPE permet de décrire précisément les orientations de la politique énergétique des dix prochaines années et notamment de traduire nos ambitions en matière de réduction de nos consommations et de développement des moyens de production énergétique décarbonée, et des filières industrielles vertes** dans une visée opérationnelle pour l'action de l'Etat. La suite de la projection réalisée par la SNBC jusqu'en 2050 est une trajectoire possible pour atteindre les objectifs de la France en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre.

Ainsi, ces documents ont vocation à définir le chemin de transition collectif permettant d'atteindre les objectifs climatiques et énergétiques de la France (voir partie 1.5).

1.3.4. L'atteinte de la neutralité carbone à 2050 et les enjeux pour le secteur énergétique

La France s'est notamment fixée dès juillet 2017[13], en lien avec son engagement pris lors de l'Accord de Paris, **l'objectif d'atteindre la « neutralité carbone » dès 2050.** L'atteinte de cette cible constitue un défi que le scénario de référence retenu par l'Etat pour la SNBC 3 devra relever.

L'énergie a une place prépondérante sur le chemin de la neutralité carbone, puisqu'en 2022 la part des émissions de gaz à effet de serre dues à l'utilisation de l'énergie représentait 73%[14].

L'évolution des puits naturels et technologiques sera déterminante pour l'atteinte de la neutralité carbone. Or, le puits naturel a fortement baissé ces dernières années au regard d'une crise forestière majeure et de nombreuses incertitudes existent quant à l'évolution du puits en fonction du climat[15]. Dans ce contexte, la stratégie climatique française pourraient faire intervenir **plusieurs technologies d'absorption d'émissions de gaz à effet de serre[16]** pour atteindre la neutralité carbone, en appui aux secteurs ne disposant pas d'autres alternatives, mais le développement de ces dernières restera limité à l'horizon 2050. Compte tenu de ces éléments, il est crucial de viser la mobilisation de l'ensemble des secteurs émetteurs **pour réduire à leur maximum les émissions résiduelles à l'horizon 2050**.

La PPE fixe les orientations, sur l'horizon 2030-2035, pour engager les changements structurels nécessaires à l'indispensable décarbonation du secteur pour parvenir à la neutralité carbone à l'horizon 2050.

---

13 Cet objectif a ensuite été inscrit dans le Code de l'énergie (Article L. 100-4) par la loi n°2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat

14 Citepa, format CCNUCC, mars 2024

15 En 2022, l'absorption du secteur UTCATF (Utilisation des Terres, Changement d'Affection des Terres et Foresterie) est de 18 Mt CO_2e (Citepa, Secten 2024). Dans la SNBC 2 les puits étaient évalués à 82 Mt CO_2e en 2050, dont 67 Mt CO_2e stockés par des puits naturels (35 Mt CO_2e par la forêt, 21 Mt CO_2e par les produits bois et 11 Mt CO_2e par les autres terres) et 15 Mt CO_2e par des puits technologiques.

16 technologies de capture et stockage de carbone d'origine biogénique (bioernergy carbon capture and storage – BECCS), qui proviennent de la production d'énergie ou du secteur industriel et permettent de capter des émissions biogéniques puis de les stocker dans des couches géologiques profondes ou technologies de capture directe de CO_2 dans l'air (Direct Air Capture - DAC), qui permettent de retirer du CO_2 de l'atmosphère, CO_2 qui peut ensuite être stocké en couche géologique.

A cet horizon, la planification écologique doit également veiller à répondre pleinement **aux enjeux de « bouclage » du scénario, dont l'adéquation entre l'offre et la demande en énergie sur le long-terme.**

Gisement de production d'énergie n'émettant pas de gaz à effet de serre à 2050

A l'horizon 2050, aucune énergie ne devra provenir des énergies fossiles. Cela signifie qu'il y aura essentiellement quatre sources d'énergie :

1. La chaleur renouvelable hors biomasse : géothermie, solaire thermique, pompes à chaleur ;
2. La biomasse : bois et combustibles solides de récupération, biocarburants, biogaz. Compte tenu des contraintes sur la ressource, il sera nécessaire de tenir compte des rendements d'utilisation et de conversion de la biomasse dans les différents vecteurs, mais aussi de la capacité des secteurs à utiliser ces différents vecteurs ;
3. L'énergie de récupération : utilisation de la chaleur fatale de l'industrie et récupération d'énergie in situ ;
4. L'électricité non carbonée produite par des énergies renouvelables (hydraulique, éolien, photovoltaïque, énergies marines, géothermie, bois, biogaz) ou nucléaire, qui peut par ailleurs être utilisée pour produire de l'hydrogène ou des carburants de synthèse décarbonés.

Contraintes de bouclages

Certains usages peuvent être assurés en utilisant plusieurs vecteurs énergétiques. Dans d'autres, les énergies ne sont pas parfaitement interchangeables, même si les possibilités de substitution évoluent dans le temps : pendant longtemps seul le pétrole faisait avancer les voitures quand aujourd'hui l'électricité peut également être utilisée. Certains usages sont toujours captifs : seule l'électricité peut alimenter les équipements électriques électroniques.

Ainsi, la Stratégie française énergie climat vise d'avoir, à chaque pas de temps, une consommation d'énergie décarbonée inférieure ou égale à la production anticipée, afin d'assurer le « bouclage » du scénario. Cela nécessite d'estimer les productions disponibles à partir de nombreuses hypothèses (notamment dans les secteurs agricoles et forestiers pour la biomasse), et de les mettre en regard des consommations anticipées dans les différents secteurs. Si le bouclage n'est pas respecté, il convient de considérer les baisses de consommation ainsi que les substitutions de vecteur énergétiques qui peuvent être opérées, et en dernier recours les capacités d'importations.

1.4. Bilan synthétique de la deuxième PPE

La PPE 2 fait l'objet d'un suivi périodique. La dernière version des indicateurs de suivi est disponible au lien suivant : https://www.economie.gouv.fr/actualites/publication-des-indicateurs-de-suivi-2022-de-la-programmation-pluriannuelle-de-lenergie

En matière de réduction de la consommation d'énergie

La 2e programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE 2) visait un objectif de consommation d'énergie finale à usage énergétique à l'échelle de la France continentale (hors soutes internationales) de 1 528 TWh en 2023. En 2018 et en 2022, cette consommation d'énergie s'élevait respectivement à 1 614

TWh et 1 559 TWh[17]. Bien que les indicateurs pour l'année 2023 ne soient pas encore disponibles, et compte tenu de l'augmentation du niveau d'ambition en matière de réduction de consommation d'énergie dans la 3e programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE 3), une accélération forte de l'effort en matière d'efficacité et de sobriété énergétiques sera nécessaire. L'objectif fixé par la PPE 2 était une baisse de la consommation primaire de produits pétroliers de 19 % en 2023 par rapport à 2012. En 2022, la réduction atteint 17,2 %.

La baisse de cette consommation a été portée par une politique active d'efficacité énergétique qui a concerné les secteurs du bâtiment, du transport et de l'industrie.

S'agissant du bâtiment, la création de MaPrimeRenov' en janvier 2020 a rendu plus accessible la rénovation énergétique aux plus modestes. Depuis, 2 millions de logements ont été rénovés, dont plus de 210 000 rénovations globales, mobilisant 8,6 Md€ d'aides.

Le service public de la rénovation de l'habitat, France Rénov', a été lancé le 1er janvier 2022 pour faciliter la rénovation énergétique des logements en informant davantage et en accompagnant les ménages à toutes les étapes de leurs projets. Plus de 570 espaces conseils France Rénov' et 2 5500 conseillers sont désormais présents sur l'ensemble du territoire, grâce à la mobilisation de l'Etat et des collectivités territoriales qui participent au financement de ce dispositif.

Dans le domaine du transport, grâce à une politique active d'aides à l'acquisition du véhicule propre via les bonus écologiques et la prime à la conversion et les pénalités fiscales sur les véhicules les plus émetteurs, le parc de véhicules particuliers électriques (y compris hybrides rechargeables) s'est considérablement accru. Le nombre de véhicules légers électrifiés (électriques et hybrides rechargeables) en circulation dépassera 1 500 000 fin 2023. Ces véhicules constituent désormais un quart du marché, et les véhicules 100 % électriques ont représenté plus de 19 % des immatriculations en septembre 2023. Sur cette période, près d'un million de bonus à l'achat de véhicule électriques et plus de 450 000 primes à la conversion ont été versés depuis 2020.

Parallèlement, l'Etat a organisé le développement d'une filière de batteries électriques pour véhicules dans le cadre du Projet Important d'Intérêt Européen commun dédié aux batteries, qui a permis l'émergence de 4 projets de gigafactories électriques en France. Une attention renforcée a été portée sur la résilience de l'approvisionnement en matières premières critiques pour leur production au niveau européen (Critical Raw Materials Act) et des critères stricts sur l'impact carbone en cycle de vie des batteries ont été impartis dans le cadre du règlement batteries négocié en Présidence française de l'Union et adopté par l'Union européenne le 10 juillet 2023.

En cohérence avec cette électrification du parc de véhicules, le nombre de points de recharge est en nette augmentation depuis 2020. Ainsi, avec le soutien fort de l'Etat, environ 1310 000 points de recharge sont actuellement ouverts au public, répartis sur l'ensemble du territoire. A cela, s'ajoutent près de 21,7 millions de bornes aujourd'hui déployées à domicile ou dans les entreprises. Ils font de la France l'un des trois pays les mieux équipés d'Europe, avec les Pays-Bas et l'Allemagne, en nombre de points de charge et en densité.

Mécanisme central de l'action publique pour l'efficacité énergétique, le dispositif des certificats d'économie d'énergie (CEE) est monté en puissance tout au long de la période. La quatrième période

[17] Mise à jour des indicateurs de suivi de la PPE (indicateurs 2022) : https://www.economie.gouv.fr/files/files/2024/2024_01_22_Publication_Indicateurs_Definitifs_PPE.pdf

du dispositif des CEE (2018-2021) reposait sur des obligations renforcées (2 133 TWhc, dont au moins 533 TWhc au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique) par rapport à la troisième période, signifiant que davantage d'actions d'économies d'énergie devront être financées par les acteurs obligés. Le périmètre d'application du dispositif a été étendu au secteur de l'industrie, aux installations soumises au système européen d'échanges de quotas de gaz à effet de serre. Les objectifs de la cinquième période (2022-2025) ont été renforcés par rapport à la quatrième période (obligation portée à 3 100 TWhc sur 4 ans, dont 1 130 TWhc au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique). Par ailleurs, cette cinquième période prévoit un renforcement de l'efficience du dispositif.

Dans une démarche de sobriété et de promotion des modes de consommation les moins intenses énergétiquement, la France a également, au long de la période, soutenu résolument la politique européenne en matière d'écoconception et d'étiquetage énergétique des produits liés à l'énergie : elle veille scrupuleusement à la réalisation des programmes de travail successifs, et actuellement à la réalisation du programme 2022-2024. Le programme de travail 2022-2024 prévoit 38 réexamens de mesures existantes, qui permettront d'économiser de l'ordre de 170 TWh supplémentaires par an à l'échelle européenne. Les priorités sont notamment la révision des dispositions concernant les appareils de chauffage et de refroidissement ainsi que l'évolution des étiquettes énergétiques.

Dans le domaine de l'industrie, la politique de décarbonation portée par l'Etat s'est appuyée sur des feuilles de route de décarbonation pour les secteurs les plus émetteurs (métallurgie, chimie lourde, ciment) et a été soutenue grâce au plan France Relance qui a permis d'accompagner plus de 200 sites industriels pour une réduction d'environ 4 millions de tonnes de CO_2 par an. En complément, un soutien à la décarbonation profonde est en cours de déploiement dans le cadre de France Relance et la stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné assortie de près de 9 Mds€ de soutien public.

Plus récemment, l'Etat a présenté le 6 octobre 2022 un premier plan de sobriété énergétique issu d'un travail mené dans dix secteurs d'activité et conduit avec plus de 300 fédérations. L'objectif de ce plan était de réduire de 10 % la consommation par rapport à fin 2019.

Cette mobilisation a permis d'obtenir des résultats inédits. Ainsi, sur douze mois (1er août 2022 au 31 juillet 2023), la France a réduit sa consommation combinée d'électricité et de gaz de 12 % – après correction des effets météorologiques et pour tous les types de consommateurs, y compris ceux moins exposés à la volatilité des prix de l'énergie. Cette baisse de la consommation, qui s'est faite sans impact sur la croissance, a permis à la France de réduire ses émissions de gaz à effet de serre de 8,5 % au dernier trimestre 2022 et de 4,3 % au premier semestre 2023.

En matière de développement des énergies renouvelables

La part des énergies renouvelables dans la consommation finale d'énergie a augmenté de 3,1 TWh par rapport à 2022 pour atteindre un total 193,4 TWh et nous plaçant à un niveau comparable à nos partenaires européens de taille comparable notamment l'Allemagne (20,4 %). Cela témoigne du succès des efforts menés par l'Etat pour accélérer le déploiement des énergies renouvelables.

Les objectifs de la PPE pour l'éolien terrestre et le photovoltaïque ne sont pas atteints. Pour le photovoltaïque, la puissance nouvellement raccordée est de 1 373 MW au premier semestre 2023, contre 1 093 MW au premier semestre 2022. La puissance du parc solaire photovoltaïque atteint 17,5 GW en France continentale (18 GW France entière) à la fin du premier semestre 2023, pour un point

de passage prévu par la PPE à 18,9 GW. Pour l'éolien terrestre, au 30 juin 2023, la puissance éolienne totale installée en France continentale est de 22,5 GW dont 21,6 GW d'éolien terrestre, soit légèrement en deçà point de passage prévu par la PPE à 23,2 GW. **Cela s'explique notamment par le fait de longs délais d'instruction** (rallongés, le plus souvent, d'un contentieux sur l'autorisation octroyée). Pour l'éolien terrestre, de nombreuses difficultés résident notamment dans les contraintes aéronautiques et militaires qui restreignant le développement des projets, et parfois aussi des difficultés d'acceptabilité locale. Pour le photovoltaïque, le cadre réglementaire et législatif actuel contraint de plus en plus le développement des projets au sol, ce qui peut expliquer également les difficultés d'atteinte des objectifs. De nombreuses mesures ont été mises en place et sont en cours de déploiement pour atteindre les objectifs de la PPE 3.

Les efforts mentionnés ci-dessus passent d'abord par la simplification des procédures administratives pour l'implantation de nouvelles installations de production d'électricité renouvelable : la loi n°2023-175 du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables (APER) prévoit ainsi diverses mesures permettant d'accélérer le développement des énergies renouvelables et ses textes d'application ont été déployés depuis le 10 mars 2023. Elle permet ainsi de définir l'agrivoltaïsme et d'encadrer son développement. En parallèle, elle encadre le développement du photovoltaïque au sol sur espaces naturels, agricoles et forestiers et renforcer les obligations de solarisation des parkings et bâtiments préalablement introduites par la loi Climat & Résilience. Enfin, elle permet, dans la lignée des textes européens, la reconnaissance de la réponse des projets d'EnR à une raison impérative d'intérêt public majeure ce qui permettra de sécuriser les dérogations espèces protégées octroyées aux porteurs de projet. Cet effort se joue également au niveau local, par la mobilisation de l'ensemble des parties prenantes, aussi bien les services déconcentrés de l'Etat qui assurent l'accompagnement et l'instruction des projets que les collectivités locales engagées dans la démarche de planification locale des zones d'accélération et de régionalisation des objectifs ENR, notamment prévue par l'article 15 de la loi APER.

Concernant l'éolien en mer, plusieurs réformes récentes ont permis d'accélérer son développement, bien que l'objectif 2023 ne soit pas atteint. La loi d'accélération et de simplification de l'action publique (ASAP) de 2020 a permis :

- D'anticiper les phases administratives de pré-sélection des candidats aux appels d'offres éoliens en mer, en parallèle des débats publics. Cette disposition permet d'accélérer les procédures de mise en concurrence de plusieurs mois sans diminuer le niveau de participation du public ;
- De mutualiser les débats publics sur des projets éoliens en mer au sein d'une même façade maritime. Cette disposition permet d'améliorer la planification de l'éolien en mer, tout en donnant une visibilité plus importante au public ;
- De donner compétence au Conseil d'Etat pour juger en premier et dernier ressort les recours juridictionnels contre les projets éoliens en mer. Cette disposition permet de raccourcir les délais de recours d'au moins deux années.

La loi APER de 2023 a quant à elle permis :

- De mutualiser les débats publics pour l'éolien en mer et ceux pour la révision des documents stratégiques de façade, toujours dans une logique de planification plus intégrée ;
- D'anticiper les raccordements en mer indépendamment du processus d'appel d'offres.

Enfin, la loi APER ainsi les décrets n°2023-1419 du 29 décembre 2023 et 2023-1209 du 19 décembre 2023 ont permis de clarifier et simplifier le régime d'autorisations des projets éoliens en mer, en particulier en zone économique exclusive (ZEE).

Ainsi, si l'objectif de puissance installée de 2,4 GW en 2023 visé par la PPE n'est pas atteint en raison de longues périodes d'instruction des autorisations, de recours et de retard dans les travaux pour les projets des deux premiers appels d'offres éoliens en mer, les réformes précitées doivent permettre d'accélérer le développement des futurs parcs. On peut également souligner que l'Etat a lancé l'ensemble des appels d'offres éolien en mer prévus par l'actuel PPE (AO3 à 9) représentant plus de 7,5 GW, et que les travaux actuels de planification doivent permettre d'identifier des zones pour pouvoir attribuer 15,5 GW supplémentaires dans les 10 prochaines années, dans la perspective d'atteindre 45 GW en service en 2050.

En l'état, 3 projets totalisant 1,5 GW ont été mise en service : le parc de St Nazaire de 480 MW a été mis en service en 2022, les parcs de Fécamp et Saint Brieuc en mai 2024. En 2025, le projet de Courseulles-sur-Mer et celui de Yeu-Noirmoutier seront également mis en service. Enfin, le projet de Dieppe-Le Tréport sera mis en service en 2026.

S'agissant de la **chaleur renouvelable**, l'objectif de production par pompes à chaleur pour 2023 a été atteint et même dépassé (+27 % par rapport à l'objectif de production), mais pas ceux portant sur la biomasse (77 % de l'objectif atteint), le solaire thermique (89 % de l'objectif atteint) et les livraisons de chaleur renouvelable et de récupération et réseaux de chaleur (67 %) de l'objectif atteint).

Malgré un budget du Fonds Chaleur revu à la hausse depuis 2018, le contexte d'incitations fiscales n'a pas permis de différencier suffisamment les énergies bas-carbone par rapport aux énergies fossiles pour la production de chaleur, rendant difficile l'impulsion d'une dynamique suffisante pour atteindre les objectifs de la PPE en la matière. Le rythme de développement de la chaleur a ainsi été, sur le début de la période, près de deux fois plus faible que celui prévu pour la PPE. Le budget du Fonds Chaleur pour 2022 a été porté à 520 M€ afin de faire face à la crise énergétique et d'accélérer notamment le déploiement des réseaux de chaleur, principal vecteur de la chaleur renouvelable. Il a encore été augmenté à 595 M€ en 2023 pour faire face à l'augmentation importante de nouveaux projets de réseaux de chaleur urbains.

Dans le cadre du plan de relance, l'Etat a par ailleurs mis en place un soutien ambitieux et volontariste à la décarbonation de l'industrie disponible dès 2020 et qui a été poursuivi en 2021 et 2022 pour un total de 1,2 Md€ sur la période 2020-2022. Une dynamique très forte sur les projets de chaleur renouvelable a ainsi été observée en 2022.

S'agissant de la **biomasse**, le contexte de la PPE 3 a évolué par rapport à la PPE 2. En effet, les ressources en bois-énergie et de biomasse en général sont devenues des facteurs limitants d'où des objectifs revus à la baisse dans la nouvelle PPE. Par ailleurs, le développement du bois-énergie sera subordonné au respect de la priorisation des usages d'une part et au principe de l'usage en cascade de la directive RED III d'autre part.

Quant au **solaire thermique**, la précédente PPE prévoyait une redynamisation de la filière via le développement des grandes installations dans l'industrie et sur réseaux de chaleur, et esquissait des perspectives de croissance dans le résidentiel individuel et collectif. Les années 2021 et 2022 ont été marquées en métropole par une reprise du marché du solaire thermique et le développement de GIST à capteurs vitrés, soutenues par un appel à projets dédié dans le cadre du Fonds Chaleur de

l'ADEME. Cette dynamique doit s'accélérer fortement au cours des prochaines années en vue d'atteindre 6 TWh de consommation de chaleur solaire thermique en 2030 et 10 TWh en 2035. Relever ce défi – en multipliant par 4 le parc de capteurs installés dans les secteurs individuel et collectif et en atteignant 1 million de m^2 de capteurs installés par an dans le cadre de GIST – nécessite un effort soutenu tant sur le plan des capacités industrielles que sur celui de l'installation et de l'exploitation, sans oublier la dimension réglementaire et financière.

Les **livraisons de chaleur renouvelable et de récupération**, liées au développement des réseaux de chaleur, ont continué à augmenter régulièrement mais à un rythme insuffisant pour atteindre les objectifs de la PPE 2. En effet, malgré l'avantage d'un prix de la chaleur livrée plus stable et prévisible sur le long terme, les réseaux de chaleur urbains ont subi de plein fouet la concurrence des prix du gaz pendant plusieurs années, avant la crise énergétique qui a créé un enthousiasme important pour de nouveaux projets. Toutefois, ces projets doivent pouvoir sortir de terre pour produire pleinement leurs effets et cela à condition que le soutien public ne s'effrite pas, ce qui risquerait de remettre en cause cette dynamique.

S'agissant de l'hydroélectricité, la deuxième PPE visait à augmenter la puissance hydroélectrique installée en France continentale de l'ordre de 200 MW d'ici 2023 (soit 25,7 GW), et de 900 MW à 1 200 MW d'ici 2028 (soit de 26,4 à 26,7 GW). **Les objectifs La cible de la PPE 2 de 25.7 GW de puissance installée pour l'hydroélectricité a été atteinte en 2023**. Plusieurs mesures ont été prises depuis l'adoption de la PPE 2 pour soutenir le développement de la filière et accroître la puissance installée en prenant en compte l'ensemble des enjeux, en particulier environnementaux.

Il s'agit notamment d'un soutien économique pour les installations autorisées selon le principe **d'un arrêté tarifaire** (l'État reverse un soutien à la production d'électricité en fonction des caractéristiques de l'installation et des investissements qui ont été nécessaires) ou via **un appel d'offres**. Un arrêté tarifaire soutenant le développement et la rénovation d'installations hydroélectriques de moins de 1 MW a été pris en 2016. Ce régime d'aide, dit H16, est ouvert jusqu'en 2026 et a permis de soutenir 65 MW. En complément, 3 appels d'offres répartis sur 7 périodes ont été mis en œuvre depuis 2016, ayant permis de désigner par mise en concurrence 64 lauréats représentant environ 150 MW sur des installations de moins de 4,5 MW.

Pour les concessions hydroélectriques, outre les travaux menés spontanément par les concessionnaires en application de leur contrat de concession ou qui ont pu faire l'objet d'avenants spécifiques, la loi énergie climat du 8 novembre 2019, a ouvert la possibilité de procéder à des augmentations de puissance par déclaration, sous certaines conditions. Cette possibilité, précisée au sein de la loi relative à l'accélération de la production des énergies renouvelables du 10 mars 2023 a permis, au 1er septembre 2024, d'approuver près de **60 MW d'augmentations de puissance au** sein des concessions hydroélectriques.

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

quant à lui la réalisation de l'augmentation de puissance de la centrale de Montélimar et la réalisation de 6 petites centrales hydrauliques couplées à des passes à poissons.

Plusieurs mesures complémentaires ont également été étudiées, telles qu'un soutien à la rénovation des installations de puissance comprise entre 1 et 4,5 MW.

Les objectifs liés au développement de l'hydroélectricité incluent également des objectifs de **déploiement de stations de transfert d'énergie par pompage (STEP)**, installations permettant de stocker de l'électricité via le pompage/turbinage entre deux lacs d'altitudes différentes La PPE 2 fixait comme objectif d'engager les démarches permettant le développement de STEP **pour un potentiel de 1,5 GW**, en vue des mises en service des installations entre 2030 et 2035. Dans cette optique, une consultation publique a été lancée au printemps 2023 pour déterminer le cadre économique propice au développement des STEP et l'éventuelle nécessité d'un soutien public. Ces travaux se poursuivent et pourront notamment être mis en œuvre lors de la procédure d'attribution de la nouvelle concession de STEP des Lacs blanc et noir, dans le Haut-Rhin, pour laquelle une procédure d'octroi est en préparation. En outre, un avenant à la concession de Saut-Mortier a approuvé en janvier 2024 le nouveau projet de STEP d'une puissance de pompage de 18 MW permettant de développer la flexibilité énergétique de la chaîne hydroélectrique de l'Ain (450 MW) et de mieux concilier les usages autour de la ressource en eau.

L'incertitude juridique entourant le renouvellement des concessions hydroélectriques et les discussions en cours avec la Commission européenne font toutefois planer une incertitude sur l'atteinte des objectifs de la filière hydroélectrique à l'horizon 2028 et 2035, qu'ils soient en termes d'augmentation des capacités hydroélectriques ou de développement de STEP. En effet, en absence de renouvellement de concessions, les plus gros investissements de modernisation, d'augmentation de puissance ou de développement de capacité de pompage entre deux lacs existants ne peuvent pas être réalisés. A court et moyen termes, la résolution des précontentieux autour du renouvellement des concessions hydroélectriques est ainsi nécessaire à l'atteinte des objectifs hydroélectriques.

La production de biométhane injecté dans les réseaux de gaz a excédé dès 2022 l'objectif de 6 TWh fixé par la PPE 2 pour 2023, avec un volume injecté de 7,0 TWh en 2022 et de 9,1 TWh en 2023, à comparer avec 0,7 TWh en 2018. Dans le même temps, le parc national d'installations de production de biométhane a connu une expansion rapide, passant 76 unités fin 2018 à 652 unités fin 2023.

Ce fort développement de la filière biométhane a été largement soutenu par le dispositif budgétaire d'obligation d'achat à tarif règlementé, qui fonctionne en guichet ouvert depuis sa mise en place en 2011. Cependant, malgré la montée en maturité de la filière, la baisse attendue des coûts de production n'a pas été observée, ce qui a conduit le gouvernement à organiser, à la fin des années 2010, une concertation avec la filière sur une révision du cadre tarifaire et à obtenir des engagements des principaux acteurs en matière d'optimisation des coûts de la méthanisation. L'annonce en 2019 d'un nouvel arrêté tarifaire moins attractif, intégrant en particulier un coefficient de dégressivité automatique du tarif, et désormais réservé aux petites installations de moins de 25 GWh par an, a entraîné un emballement de signatures de contrats d'obligation d'achat avant la publication dudit arrêté le 23 novembre 2020. La mise en service des nouvelles installations bénéficiant de ces contrats, qui intervient généralement 2 ans après la signature desdits contrats, a permis de dépasser dès 2022 l'objectif 2023 de la PPE 2 en matière de production de biométhane

Cependant, la dynamique de nouveaux projets a nettement ralenti après 2020, et face à la nécessité de relancer la filière, par ailleurs confrontée à une inflation importante depuis fin 2021, une revalorisation du tarif d'achat a été décidée en 2023. Le dernier arrêté tarifaire du 10 juin 2023 a ainsi renforcé l'attractivité du tarif, en introduisant une indexation sur le coût d'approvisionnement en électricité – en forte hausse du fait de la crise de l'énergie en 2022 – et en annulant rétroactivement les effets de la dégressivité automatique mise en place fin 2020.

Par ailleurs, les installations de plus de 25 GWh par an n'étant plus éligibles au tarif réglementé depuis 2020, un nouveau dispositif budgétaire d'obligation d'achat à la suite d'appel d'offres a été mis en place pour soutenir le développement d'installations de grande capacité, avec le lancement d'un premier appel d'offres fin 2022. Ce dernier a cependant dû être suspendu pour risque d'infructuosité, puis a été relancé fin 2023 après un rehaussement du tarif plafond. La première période de dépôt de candidature a eu lieu en février 2024.

Globalement, le soutien de l'Etat à l'injection de biométhane permet de positionner aujourd'hui la filière sur une trajectoire compatible avec l'atteinte de l'objectif haut de la PPE 2 pour 2028, fixé à 22 TWh. Sur le plan budgétaire, le développement plus rapide qu'anticipé de la filière, à un coût de production moyen plus élevé qu'escompté, conduit néanmoins à revoir nettement à la hausse, de 9,7 à 17 Md€, l'engagement de l'Etat sur la période 2019-2028 au titre du dispositif d'obligation d'achat.

En parallèle, la loi « climat et résilience » de 2021 a introduit le dispositif de certificats de production de biogaz (CPB), dont les modalités d'application ont été précisées par deux décrets et un arrêté. Ce dispositif extra-budgétaire, assimilable à un mécanisme de marché, sera un relai de croissance important pour la production de biométhane à compter de 2026. Il impose aux fournisseurs de gaz naturel de restituer chaque année à l'Etat une quantité de certificats définie en fonction d'une trajectoire globale d'incorporation de biométhane et du volume de gaz livré à leurs clients des secteurs assujettis au dispositif, à savoir les secteurs résidentiel et tertiaire. Les fournisseurs pourront s'acquitter de leur obligation de restitution de CPB en produisant eux-mêmes du biométhane ou en acquérant ces certificats auprès de tiers producteurs.

La création de ce dispositif, qui va mécaniquement répercuter une partie du surcoût de production du biométhane injecté dans les réseaux de gaz sur les consommateurs finaux, vise ainsi à répondre aux objectifs ambitieux de la PPE à l'horizon 2030 tout en limitant l'impact du soutien à la filière biométhane sur les finances publiques.

Les objectifs de **biocarburants avancés** inscrits dans la PPE 2, soit 1,2 % dans les essences et 0,4 % dans les gazoles ont été atteints et s'inscrivent dans une trajectoire d'utilisation d'énergie renouvelable en accord avec la réglementation européenne pour viser 15 % d'énergie renouvelable dans les secteurs routier et ferroviaire en 2030. La méthodologie est en cours de révision pour viser une réduction de l'intensité carbone de l'énergie de l'ensemble des transports de 14,5 % en 2030 et permettant d'avantager les carburants alternatifs avec un meilleur potentiel de réduction des émissions.

En 2022 et 2023, après plus de 15 ans de soutiens publics à l'émergence d'énergies renouvelables, celles-ci sont pour la plupart devenues compétitives sur notre sol. Elles ont généré 6,5 Mds€ de recettes nettes supplémentaires dont 6,2 Mds€ cumulés pour l'éolien terrestre au titre de 2022 et 2023.

En matière de développement du nucléaire

Tout en assumant le rôle clé de l'énergie nucléaire dans le mix énergétique français et sa décarbonation, la PPE 2 ouvrait plusieurs options quant à la place de l'énergie nucléaire dans notre pays.

Les travaux « Futurs Energétiques 2050 » confiés à RTE ont confirmé l'intérêt des options de mix électrique reposant à la fois sur un développement massif des énergies renouvelables, la poursuite d'exploitation du parc nucléaire existant autant que techniquement et économiquement possible – sans envisager de nouvelles fermetures –, et sur le lancement d'un programme de nouveau nucléaire.

C'est dans cet esprit que le Président de la République a présenté dans le Discours de Belfort des orientations politiques ouvrant ce choix pour le pays : suite au débat public puis aux travaux menés par les groupes de travail, la présente Stratégie a pour vocation d'entériner ce choix. Les objectifs de la PPE 2 ne sont dès lors plus d'actualité.

En matière de sortie des énergies fossiles

La PPE portait l'ambition de sortir des fossiles, et ses objectifs de réduction de la consommation primaire d'énergie fossile pour 2023 ont été tenus. En effet, entre 2015 et 2023, la consommation énergétique primaire d'énergies fossiles a baissé de 17 %, passant de 1 208 TWh à 1 006 en 2023 selon les valeurs prévisionnelles, ce qui permet d'atteindre l'objectif PPE de 1 005 TWh.

Tout d'abord, comme évoqué ci-dessus, la baisse globale des consommations d'énergie contribue aux objectifs de baisse des consommations d'énergie fossile.

Par ailleurs, dans les usages logement et transport, l'effort de conversion du parc de véhicules routiers à travers les bonus et les primes à la conversion, l'effort de rénovation énergétique et de transformation des modes de production de chaleur, confirmé dans la révision de la réglementation énergétique des bâtiments neufs (RE2020), ont amorcé la baisse de consommation et préparé la voie pour cette stratégie, permettant de passer à l'échelle sur la sortie des fossiles dans les principaux usages de la vie quotidienne des Français. L'analyse détaillée des mesures ayant permis une baisse des consommations fossiles dans les transports est détaillée dans l'annexe 2 de la SDMP.

En termes de production, l'arrêt des centrales électriques fonctionnant exclusivement au charbon est confirmé par la présente PPE, avec l'ambition de sortir du charbon à usage énergétique d'ici 2027. Ces centrales nécessiteront un accompagnement des personnels et des territoires : l'Etat a veillé à la mise en place des mesures d'ores et déjà de formation professionnelle des salariés concernés.

1.5. La trajectoire structurant la PPE

Le scénario pris en compte dans cette PPE est structuré pour que l'évolution des différents paramètres constitutifs de la PPE, depuis la production d'énergie jusqu'à sa consommation, permette d'atteindre les objectifs inscrits au niveau européen, de réussir la sortie des énergies fossiles, et de disposer d'une énergie décarbonée en quantité suffisante pour répondre à nos besoins.

Les mesures détaillées explicitement dans ce document devront être complétées par des mesures supplémentaires pour atteindre l'ensemble des objectifs à l'horizon 2030.

SCÉNARIO CENTRAL

	2022	2030	2035
SORTIE DES FOSSILES	60% D'ÉNERGIE FINALE FOSSILE CONSOMMÉE	42% D'ÉNERGIE FINALE FOSSILE CONSOMMÉE	29% D'ÉNERGIE FINALE FOSSILE CONSOMMÉE
PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ DÉCARBONÉE	390 TWh	Au moins 560 TWh	Au moins 640 TWh
RELANCE DU NUCLÉAIRE	56 réacteurs 279 TWh	57 réacteurs en service 360 TWh *(400 TWh « ambition managériale » d'EDF)*	
PHOTOVOLTAÏQUE	16 GW 19 TWh	54-60 GW *~65 TWh*	75-100 GW *~93 TWh*
EOLIEN TERRESTRE	21 GW 38 TWh	33-35 GW *~64 TWh*	40-45 GW *~80 TWh*
EOLIEN EN MER	0,6 GW 1 TWh	4 GW *~14 TWh*	18 GW *~70 TWh*
HYDRO-ÉLECTRICITÉ	26 GW (avec STEP) 43 TWh[18] (hors STEP)	26 GW (avec STEP) *~54 TWh (hors STEP)*	29 GW (avec STEP) *~54TWh (hors STEP)*
CHALEUR ET FROID RENOUVELABLE ET DE RÉCUPÉRATION	172 TWh chaleur 1 TWh froid livré par les réseaux	276-326 TWh chaleur 2 TWh froid livré par les réseaux	330-419 TWh 2,5 - 3 TWh froid livré par les réseaux
BIOGAZ	17,7 TWh	50 TWh	50-85 TWh

[18] Valeur non représentative au regard des conditions exceptionnellement chaudes et sèches de l'année 2022 qui a constitué la plus faible année de production hydroélectrique depuis 1976. A titre illustratif, les valeurs pour 2021 et 2023 étaient comprises entre 54 et 59 TWh.

	dont 7 TWh injecté dans les réseaux de gaz naturel	dont 44 TWh injecté dans les réseaux de gaz naturel (soit environ 15 % de biogaz injecté dans les réseaux de gaz)	
BIOCARBURANTS	38,5 TWh	Entre 50 et 55 TWh	Entre 70 et 90 TWh
HYDROGÈNE (*capacité d'électrolyse installée*)	0 GW	Jusqu'à 6,5 GW (*9-19 TWh_{pci}*)	Jusqu'à 10 GW (*16-40TWh_{pci}*)
CONSOMMATION D'ÉNERGIE FINALE	1556 TWh	1243 TWh	ENVIRON 1100 TWh

•2. Amélioration de l'efficacité énergétique et baisse des consommations d'énergie fossile

Cette partie présente l'évolution de la consommation d'énergie en France et analyse les déterminants de l'évolution des consommations pour identifier les leviers de politique publique à la disposition de l'Etat pour réduire ces consommations.

Les projections sur les consommations à 2030 et 2035 sont établies grâce à un scénario qui intègre les mesures de politique publique décrites dans cette partie dans la limite des capacités de modélisation mises à disposition.

Les hypothèses macro-économiques retenues

Un scénario a été élaboré sur la base de l'évolution des paramètres macro-économiques considérée comme la plus probable.

Population

Le cadrage d'évolution de la population utilisé est le scénario central d'évolution démographique de l'INSEE mis à jour en 2021. Ce scénario est préféré à celui d'Eurostat proposé par la Commission car il reflète de manière plus précise les évolutions démographiques récentes observées en France.

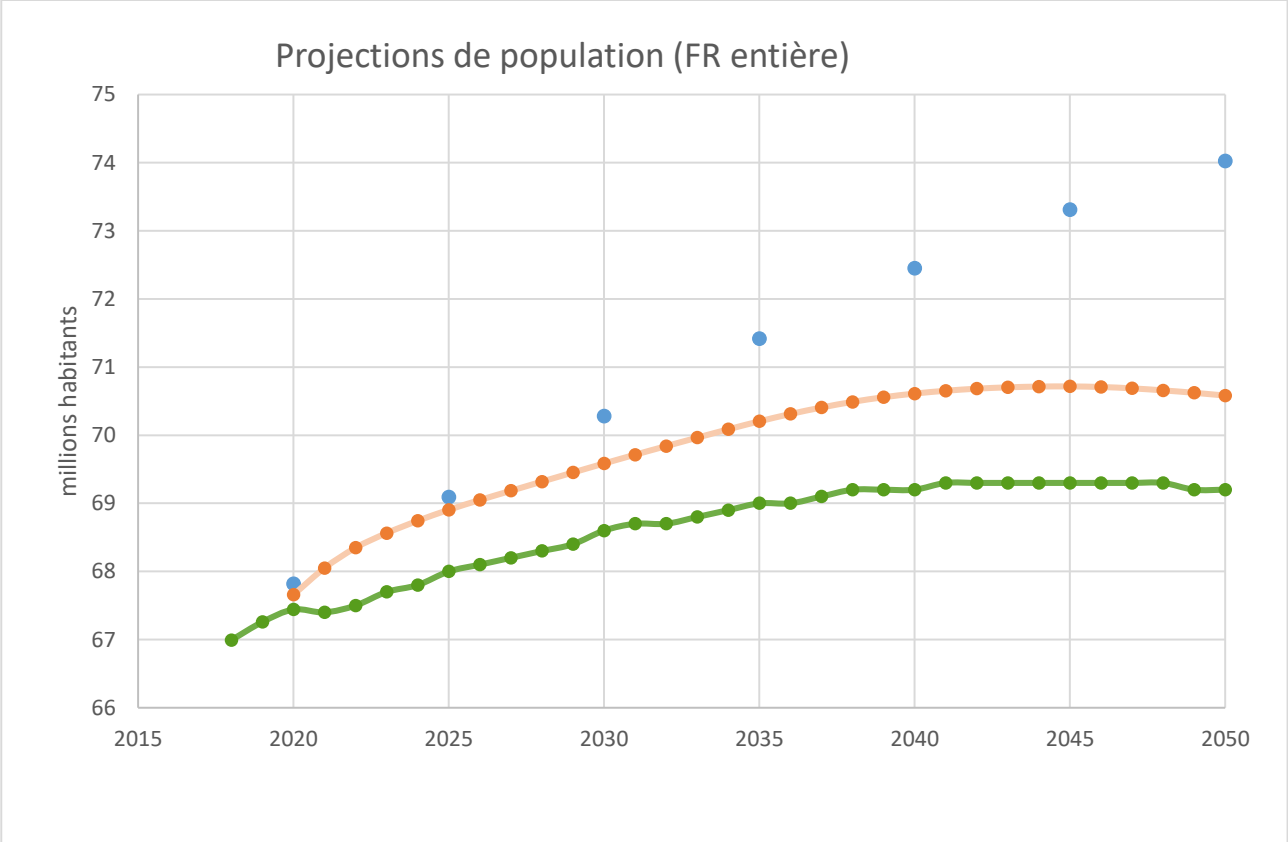


Figure 5. Evolution de la population dans les différents scénarios (périmètre hexagone + DROM). Bleu : PPE 2 ; Orange : Commission européenne ; Vert : scénario central INSEE, utilisé pour la PPE 3

Prix des énergies

Le cadrage de prix des énergies importées est celui de la Commission Européenne, qui s'applique pour l'ensemble des rapportages des Etats Membres.

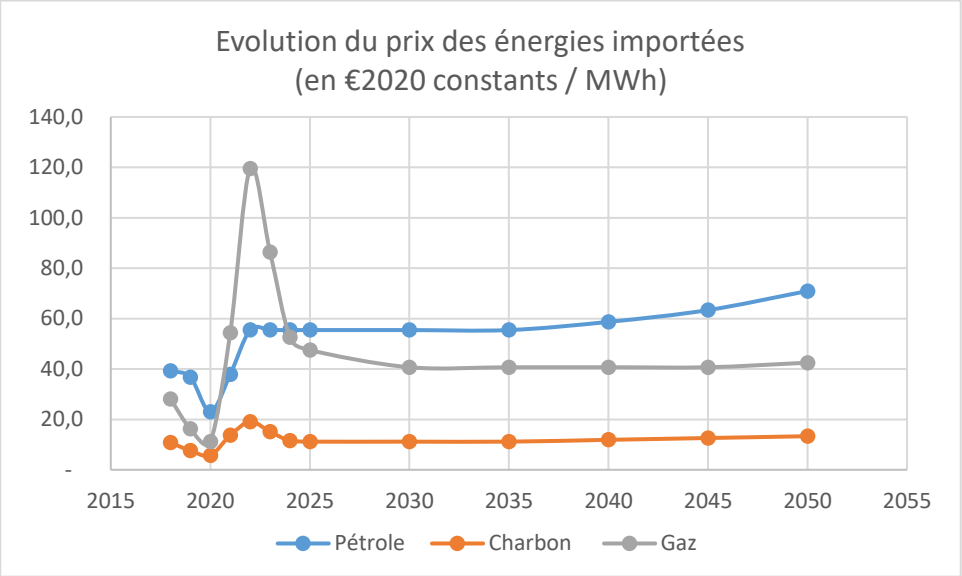


Figure 6. Evolution du prix des énergies importées – scénario de la Commission Européenne pour les scénarios de mars 2023

Les prix des énergies sont projetés en tenant compte de ces prix des énergies importées ainsi que des coûts de réseaux et de distribution.

Fiscalité

En projection, les accises sur l'énergie pour le pétrole et le gaz sont celles en vigueur au 1er janvier 2024.

La fiscalité prise en compte est celle du taux normal inscrit dans la loi.

Croissance de l'économie

Les hypothèses relatives à la croissance du PIB sont construites à partir du cadrage fourni par la Commission Européenne (hypothèses de cadrage fournies par la Commission européenne à l'ensemble des Etats-membres chaque année pour assurer une cohérence et une comparabilité des scénarios nationaux). L'hypothèse de population n'ayant pas été reprise du cadrage de la Commission, les chiffres ont été ajustés de manière à conserver une évolution du PIB/hab identique, et à reprendre l'évolution de la population du scénario INSEE 2021.

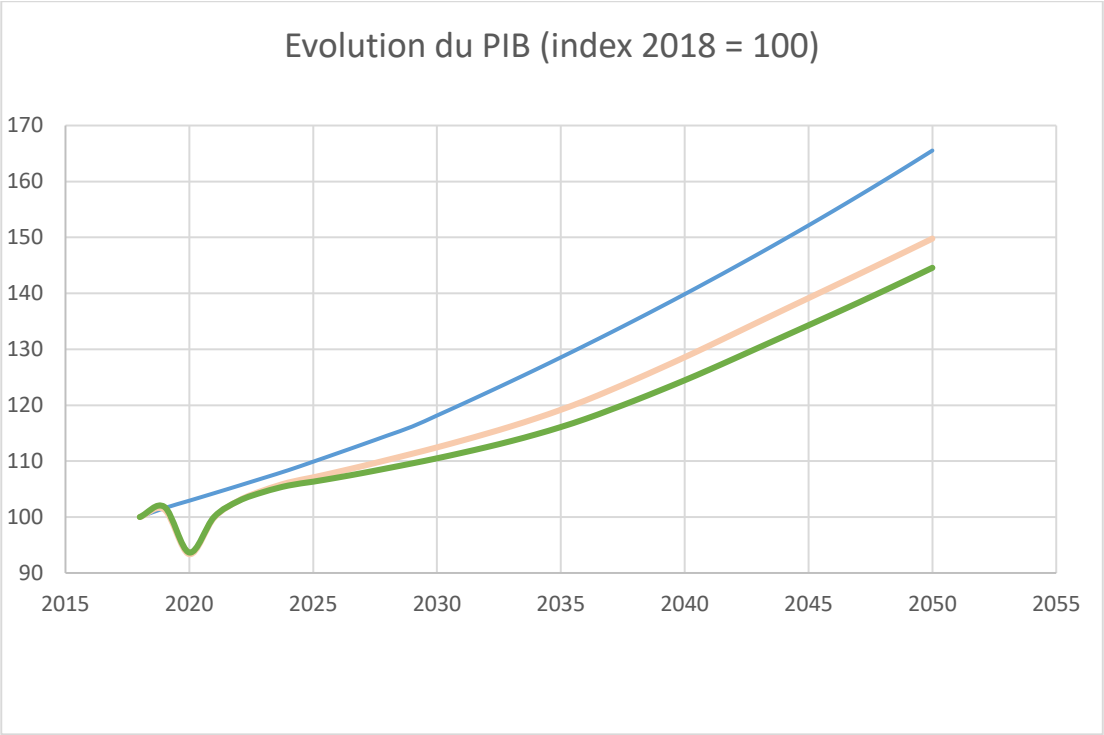


Figure 7. Evolution du PIB dans les scénarios (périmètre hexagone + DROM). Bleu : PPE 2 ; Orange : Commission européenne ; Vert : Commission européenne ajusté à la population INSEE, utilisé pour la PPE 3.

2.1. Baisse de la consommation d'énergie finale – Approche globale

La réduction de nos consommations énergétiques est indispensable pour l'atteinte de nos objectifs climatiques, elle permet de réduire les émissions de gaz à effet de serre mais également de sécuriser notre capacité à répondre à court, moyen et long terme à nos besoins énergétiques en énergie décarbonée. Elle permet également d'améliorer notre indépendance énergétique.

La nouvelle directive relative à l'efficacité énergétique, révisée le 20 septembre 2023 dans le cadre du paquet législatif Fit for 55, prévoit un nouvel objectif de réduction de la consommation à horizon 2030. La France doit ainsi viser une consommation en énergie finale de 1243 TWh en 2030, ce qui correspond à une réduction de la consommation d'énergie finale de 28,6 % sur la période 2012-2030.

La consommation finale énergétique de la France a diminué entre 2012 et 2022 d'environ 10,7 %, soit une dynamique de l'ordre de -18,5 TWh/an. Il est ainsi nécessaire de doubler le rythme global de réduction de consommation sur la période 2023-2030 pour atteindre l'objectif du paquet législatif européen Fit for 55.

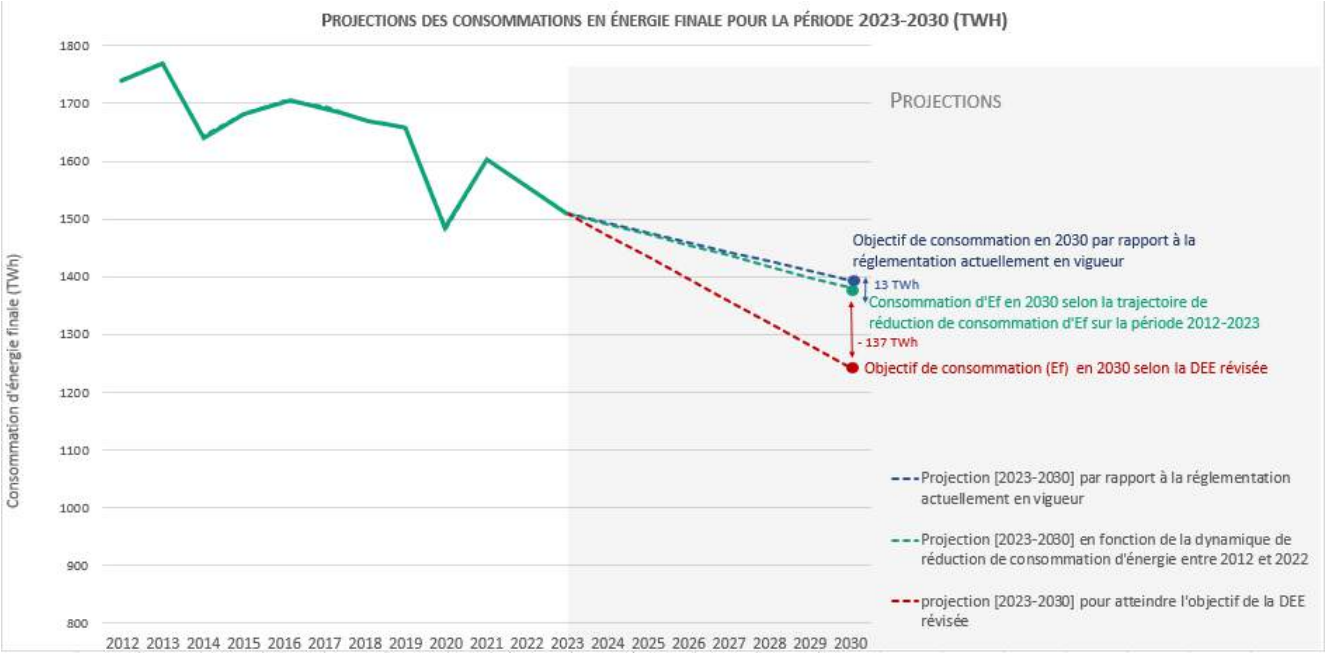


Figure 8. Projection des consommations en énergie finale à l'horizon 2030 (Modélisation DGEC sur la base des données du SDES)

Les trajectoires modélisées à ce stade (cf. ci-après) conduisent à une consommation énergétique finale de la France en 2030 de 1410 TWh, ou 1381 TWh selon le périmètre DEE[19], [20], soit une réduction de 20,7 % de consommation énergétique finale par rapport à celle de 2012 (1 741 TWh). Ces modélisations intègrent un scénario de réindustrialisation, qui permet de baisser l'empreinte carbone française et européenne, mais qui augmente aussi mécaniquement les consommations d'énergie sur le territoire national de l'ordre de 50 TWh. La réindustrialisation de la France présente cependant un bilan positif pour le climat, puisque le mix électrique en France est largement décarboné, tout en créant des emplois et de la richesse pour les territoires.

Des leviers complémentaires devront être identifiés et actionnés pour sécuriser l'atteinte des objectifs de réduction des consommations d'énergie.

ACTION CONS.1

DONNER LA PRIORITE A LA SOBRIETE ET L'EFFICACITE ENERGETIQUES

En application de la directive relative à l'efficacité énergétique, l'Etat prévoit que la prise en compte des principes de sobriété et d'efficacité énergétiques intervienne dès la conception d'un plan ou programme, d'une loi, d'un projet ou d'une décision d'investissement majeure. Ainsi il sera proposé, dans un projet de loi portant diverses dispositions d'adaptation au droit de l'Union européenne (DDADUE), une évaluation proportionnée de la bonne prise en compte de l'efficacité énergétique et de la sobriété énergétique pour les décisions de planification ou les projets dont le montant est supérieur à 100 millions d'euros (175 millions d'euros pour les infrastructures de transport).

[19] Directive (UE) 2023/1791 du Parlement européen et du Conseil du 13 septembre 2023 relative à l'efficacité énergétique et modifiant le règlement (UE) 2023/955.

[20] La consommation d'énergie finale au sens de la directive efficacité énergétique exclut l'énergie extraite de l'air ambiant par les pompes à chaleur ainsi que les soutes maritimes mais inclut les soutes aériennes

Par ailleurs, plusieurs mesures prévues par la directive efficacité énergétique seront mises en œuvre afin d'accélérer la réalisation d'économies d'énergie, notamment :

Les organismes publics devront être exemplaires et prévoir une réduction annuelle de leurs consommations d'énergie finale cumulées à hauteur de 1,9 % par an et la rénovation annuelle à un haut niveau de performance énergétique de 3 % de la surface de leurs bâtiments de plus de 250 m² ;

Les entreprises les plus énergivores seront assujetties à la réalisation d'audits énergétiques ou à la mise en œuvre de systèmes de management de l'énergie (actuellement seules les grandes entreprises sont soumises, indépendamment de leurs consommations) ;

Les centres de données de plus de 1 MW devront valoriser la chaleur fatale qu'ils produisent.

En parallèle, la sobriété énergétique reposant sur des comportements et notamment certains gestes-clés, il est essentiel de pérenniser les nouvelles habitudes mises en place lors de la crise énergétique de l'hiver 2022-2023.

Pour ce faire, il convient de continuer à mobiliser l'ensemble des acteurs et des ménages en rappelant les éco-gestes. Ainsi, la campagne de communication Chaque Geste Compte, dédiée aux économies d'énergie, pourrait être pérennisée pour une diffusion annuelle systématique en début d'hiver, en multicanal pour toucher un maximum de personnes. Cette campagne, bien qu'adressée aux ménages, permet également d'accompagner et de conforter la mise en place d'actions de sobriété chez les professionnels (dans le tertiaire notamment). La sobriété énergétique est en outre désormais une thématique d'action pour le service public France Rénov'. Ainsi, les Espaces conseil France Rénov' ont désormais la possibilité de conseiller et d'encourager des actions de sobriété énergétique dans les logements auprès des ménages.

Pour mémoire, ces nouveaux comportements sobres avaient contribué à réduire de 12 % la consommation de gaz et d'électricité au cours de l'année 2022-2023 (du 1er aout 2022 au 31 juillet 2023, par rapport à l'année de référence 2018-2019, données corrigées des variations climatiques) et de -12,46% pour l'année 2023-24 bientôt achevée (du 1er août 2023 au 8 juillet 2024, par rapport à l'année de référence 2018-19, données corrigées des variations climatiques)[21].

ACTION CONS.2

REDUIRE LES CONSOMMATIONS ENERGETIQUES DANS TOUS LES SECTEURS

Il est prévu d'actionner différents leviers pour sécuriser l'atteinte de ces objectifs :

→ La poursuite des actions et de la dynamique sur la sobriété énergétique (cf. ci-dessus)

→ La baisse des consommations énergétiques des secteurs résidentiel et tertiaire, notamment via la rénovation énergétique des bâtiments.

Pour le secteur résidentiel, il est ainsi prévu une accélération significative de la cadence des rénovations d'ampleur. L'Etat se fixe l'objectif d'environ 400 000 maisons individuelles et 200 000 logements collectifs bénéficiant d'une rénovation d'ampleur, en une ou plusieurs étapes, chaque année en moyenne d'ici 2030 pour le parc privé et social, tout en maintenant un socle fort sur la décarbonation des systèmes de chauffage.

Pour le parc de logements privés, cette dynamique est permise par les incitations financières renforcées pour les rénovations d'ampleur dans le cadre de l'aide MaPrimeRénov' (MPR), du dispositif des CEE, des

[21] Données actualisées disponibles sur le site internet de la DGEC : https://www.ecologie.gouv.fr/politiques-publiques/suivi-hebdomadaire-consommation-energetique-france

aides locales, des outils de financement du reste à charge (Eco-PTZ, prêt avance rénovation, etc.) et par l'action du service public France Rénov' dont le déploiement sur l'ensemble du territoire national se consolide. Une partie de ces rénovations seront par ailleurs déclenchées par les obligations de décence locatives, dont certaines sont entrées en vigueur dès 2023, ainsi que par la mise en place de mesures incitatives ou réglementaires pour la rénovation des passoires thermiques à la mutation. Ces mesures supplémentaires sont nécessaires pour atteindre les objectifs de la stratégie française énergie climat.

Par ailleurs, la décarbonation du chauffage s'accompagne également souvent d'une baisse des consommations énergétiques puisque les pompes à chaleur, l'une des principales alternatives décarbonées aux énergies de chauffage fossiles, présente une efficacité énergétique très élevée. Il est ainsi prévu de sortir dès 2030 des chaudières au fioul dans le parc immobilier tertiaire et de diviser par quatre (-75 %) le nombre de ces chaudières dans les logements, soit environ 300 000 foyers par an qui sortent du fioul. Des mécanismes d'incitations fortes sont également prévus pour remplacer progressivement les chaudières à gaz (avec un objectif de -20 à 25 % d'ici 2030, soit environ 350 000 foyers par an qui sortent du gaz), notamment avec la suppression des soutiens à l'installation de moyens de chauffage au gaz dès le 1er janvier 2025, telle que prévue par la directive sur la performance énergétique des bâtiments révisée (2024/1275/UE), et le maintien d'aides renforcées pour la décarbonation du chauffage.

Pour le secteur tertiaire, la mise en œuvre du décret éco énergie tertiaire de 2019, qui vise la diminution de la consommation d'énergie finale des bâtiments tertiaires de 40 % d'ici 2030 et de 60 % d'ici 2050 (ou l'atteinte d'un seuil maximal de consommation d'énergie dépendant de la typologie de bâtiment tertiaire considéré), permettra d'accélérer la réduction de consommation du secteur pour ce qui est des bâtiments ou ensemble de bâtiments de plus de 1 000 m^2.

Cela devra être complété de mesures supplémentaires visant à rénover en priorité les bâtiments tertiaires les plus consommateurs, et ce indépendamment de leur surface, en application de la directive sur la performance énergétique des bâtiments révisée (2024/1275/UE).

→ La baisse des consommations énergétiques dans le secteur du transport

Dans le secteur des transports, la réduction de consommation énergétique passera tout d'abord par la maîtrise de la demande en transport, que ce soit pour les voyageurs ou pour les marchandises, et par le report vers des modes de transport moins énergivores (vélo, marche, transports en commun, train, fluvial…), lorsque cela est possible, conformément à la stratégie de développement de la mobilité propre en annexe.

Par ailleurs, la réduction de consommation passera par le développement de véhicules plus légers, moins consommateurs de matière à leur fabrication et plus sobres à l'usage. Cet allègement des véhicules sera soutenu par le renforcement de la fiscalité automobile s'appliquant aux véhicules les plus lourds (malus masse, mis en place depuis le 1er janvier 2022) et le renforcement des conditions d'éligibilité aux aides à l'acquisition de véhicules peu polluants (introduction d'un plafond de poids maximal depuis le 1er janvier 2023, mise en place d'un score environnemental minimal depuis le 15 décembre 2023).

L'électrification permettra d'améliorer l'efficacité énergétique des véhicules. La dynamique d'ores et déjà à l'œuvre doit s'accélérer en cohérence avec la fin de la vente des véhicules thermiques neufs légers en 2035 fixée au niveau européen. Ce développement du véhicule électrique sera soutenu par (i) un renforcement de la fiscalité automobile s'appliquant aux véhicules les plus émetteurs de gaz à effet de serre (malus CO2 et taxe annuelle sur les émissions de CO2 des véhicules affectés à des fins économiques), (ii) la mise en œuvre de l'obligation de verdissement des flottes de véhicules et son renforcement, (iii) un système d'aides à l'acquisition de véhicules peu polluants, régulièrement révisé pour accompagner cette transition, avec un ciblage spécifique des foyers les plus modestes (marqué

tout particulièrement en 2024 par le lancement du dispositif de leasing social) et (iv) un déploiement ambitieux des bornes de recharge sur l'ensemble de notre territoire.

Enfin, en ce qui concerne le transport routier de marchandises, les leviers mobilisables pour favoriser les baisses de consommation d'énergie reposent notamment sur la maîtrise de la demande de fret et l'optimisation des flux logistiques, avec le développement des circuits courts, l'encadrement de la livraison rapide et/ou gratuite (responsabilisation des chargeurs, information des consommateurs, limitation de la livraison et du retour gratuits, etc.) ou l'évolution des processus industriels à flux tendus. Des logiques de mutualisation et de massification des flux logistiques seront également mises en place pour optimiser le taux de chargement et les distances parcourues par les poids lourds.

→ La baisse des consommations énergétiques dans le secteur industriel

Dans le secteur industriel, l'identification fine de gisements d'amélioration de la consommation d'énergie et des émissions de gaz à effet de serre par filière au sein des comités stratégiques de filière engagée depuis 2020, puis le travail approfondi mené sur les 50 sites industriels à décarboner en priorité, permettront de focaliser l'action de l'Etat sur l'accompagnement de l'industrie française dans une démarche intégrée, qui combine réduction des émissions à la source par l'efficacité énergétique et la valorisation de la chaleur fatale, décarbonation des procédés, et en dernier recours gestion par capture de carbone des émissions qui ne peuvent en l'état des connaissances disponibles être évitées. Concernant l'efficacité énergétique, le dispositif des CEE permettra de continuer à accompagner les opérations d'économies d'énergie du secteur industriel. La réalisation d'audits énergétiques ou la mise en place de systèmes de management de l'énergie, généralisés pour toutes les entreprises énergivores permettra à celles-ci d'identifier les pistes de réduction de consommations adaptées.

ACTION CONS.3

PERENNISER LE DISPOSITIF DES CERTIFICATS D'ECONOMIES D'ENERGIE

Le dispositif des CEE est fondé sur une obligation pour les fournisseurs d'énergie (appelés les obligés) de réaliser ou déclencher des opérations d'économies d'énergie en fonction de leur volume d'énergie vendue[22]. Cette obligation est fixée pour une période de quatre ans : actuellement, la cinquième période débutée en 2022 court jusqu'en 2025. Les opérations d'économies d'énergie peuvent être mises en œuvre dans tous les secteurs économiques : bâtiments résidentiels, bâtiments tertiaires, industrie, transports, agriculture et réseaux. Ce dispositif mobilise les particuliers, entreprises, collectivités territoriales, bailleurs sociaux, l'ANAH, etc. qui peuvent soit obtenir des incitations financières des obligés pour les opérations d'économies d'énergies qu'ils réalisent, soit, pour les éligibles (collectivités, ANAH, etc.), directement obtenir des CEE qu'ils peuvent ensuite vendre sur le marché. Chaque action d'économie d'énergie incitée donne droit à des certificats d'économies d'énergie qui se mesurent en kWh cumulé actualisé sur la durée de vie de l'opération (dits kWh « cumac ») pour tenir compte notamment de la durée de vie des équipements. Les fournisseurs d'énergie financent in fine ces opérations d'économies d'énergie en répercutant dans les factures des consommateurs les coûts associés. Le niveau de l'obligation a donc un impact sur le niveau des prix des différentes énergies.

22 Pour aller plus loin : Bilan annuel CEE 2023 disponible sur le site du ministère de l'énergie

La France a mis en place ce dispositif en 2006. Depuis 2014, il permet de répondre aux obligations d'économies d'énergie annuelles imposées à chaque Etat membre par la directive relative à l'efficacité énergétique qui reconnaît la faculté des Etats membres de mettre en œuvre ce type d'instruments. L'article 8 de la directive efficacité énergétique révisée (DEE - 2023/1791/UE) prévoit une augmentation par palier du niveau d'obligation d'économie d'énergie pour la période 2021-2030 selon le rythme suivant (en % de la consommation énergétique finale de la France sur la période de référence 2016-2018) :

→ 2021-2023 : 0,8 % soit 13,5 TWh/an ;

→ 2024-2025 : 1,3 % soit 22 TWh/an ;

→ 2026-2027 : 1,5 % soit 25 TWh/an ;

→ 2028-2030 : 1,9 % soit 32 TWh/an.

Le dispositif CEE contribue également à l'atteinte de l'objectif de réduction de la consommation d'énergie en 2030 prévu par la DEE, conjointement avec les autres réglementations mises en place pour réduire la consommation énergétique (comme les règlements Eco-conception qui encadrent les performances énergétiques d'un grand nombre de produits mis sur le marché européen). Cet objectif, rehaussé dans le cadre du paquet législatif européen Fit for 55 correspond, pour la France, à une réduction de 28,6 % de la consommation d'énergie finale en 2030 par rapport à 2012.

Il est prévu de pérenniser le dispositif CEE en le prolongeant via une 6e période. En effet, les CEE sont structurants pour de tous les secteurs, comme les secteurs résidentiel, tertiaire ou industriel, afin de réaliser des économies d'énergie. Le dispositif sera également renforcé et rendu plus efficace via :

- un renforcement du comités du pilotage, notamment pour le suivi des opérations mises en œuvre qui bénéficieront de CEE ;
- le renforcement de la lutte contre la fraude. Les effectifs du pôle national CEE (PNCEE) seront renforcés. Des évolutions législatives seront proposées, en particulier afin de faciliter le « name and shame » des acteurs ayant participé à la réalisation d'opération marquées par la fraude, ou encore de permettre au PNCEE de contrôler et sanctionner les opérations avant le dépôt des demandes (au-delà de leur simple rejet) ;
- une meilleure évaluation du dispositif : il est prévu de renforcer les moyens dédiés à l'évaluation. De plus, les études sur les économies d'énergie générées par les opérations en conditions réelles, et leur gisement devraient être développées. L'appel à programmes CEE lancé le 16 septembre 2024[23] prévoit par ailleurs, dans son axe 1, l'évaluation du dispositif.

Un comité de pilotage CEE permettra de discuter des mesures opérationnelles proposées à la suite de la concertation et des groupes de travail menés au premier semestre 2024.

Les niveaux d'obligations du dispositif CEE seront compris dans les fourchettes suivantes :

[23] Cahier des charges de l'appel à programmes 2024 pour les CEE : https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/documents/CahierCharges_AAP-CEE-2024.pdf 9

(EN TWhc D'OBLIGATION ANNUELLE)	5ÈME PÉRIODE CEE				6ÈME PÉRIODE CEE					
Année	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031 à 2035
1er scénario	625	825	825	825	A définir entre 825 à 1250	A définir entre 825 à 1250	A définir entre 825 à 1250	A définir entre 825 à 1250	A définir entre 825 à 1250	1250
2ème scénario	625	825	825	925	2500	2500	2500	2500	2500	2500

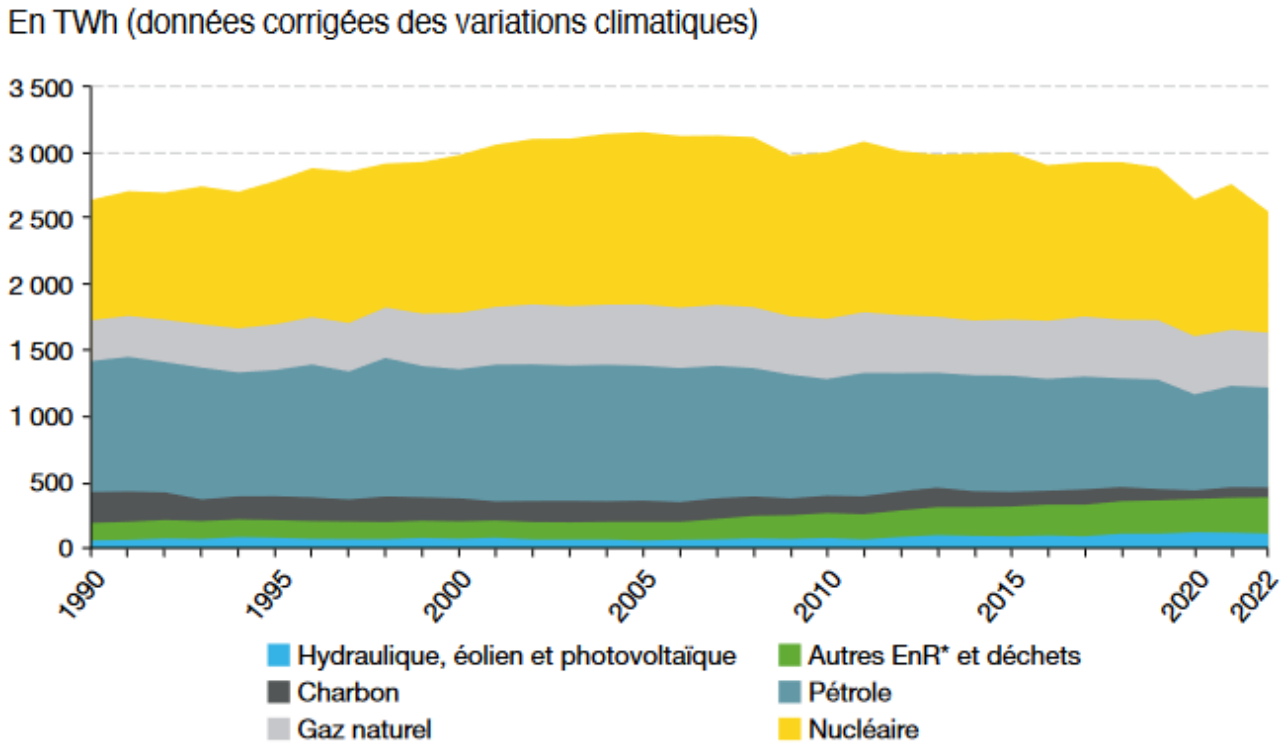
Le 1er scénario, correspond à un rôle relativement moins central du dispositif CEE dans l'atteinte des objectifs de réduction de la consommation d'énergie à horizon 2030, nécessitant une mobilisation renforcée du levier pour atteindre le niveau de baisse des consommations énergétiques attendue. Cette fourchette basse permet toutefois a priori de respecter les exigences d'économies d'énergie annuelles imposées par la directive efficacité énergétique, avec une marge quasi-inexistante dans le cas d'une fourchette basse à 825 TWhc/an.

2.2. Baisse des consommations d'énergie fossiles

2.2.1. Historique de l'évolution des consommations d'énergie primaire et objectif de réduction

Consommations actuelles :

Sur la dernière décennie, le mix énergétique s'est transformé légèrement : les énergies renouvelables progressent au détriment des énergies fossiles, à un rythme toutefois peu soutenu au regard de l'ensemble du mix énergétique. La consommation de gaz naturel est relativement stable.



** EnR = énergies renouvelables.*
Champ : jusqu'à l'année 2010 incluse, le périmètre géographique est la France métropolitaine.
À partir de 2011, il inclut en outre les cinq DROM.
***Source :** SDES, Bilan énergétique de la France*

Figure 9. Consommation primaire par forme d'énergie – Source : SDES

Objectifs de réduction :

La figure suivante montre la consommation primaire d'énergie fossile passée et projetée dans le scénario provisoire de la Stratégie française énergie-climat (« AMS run 2 »).

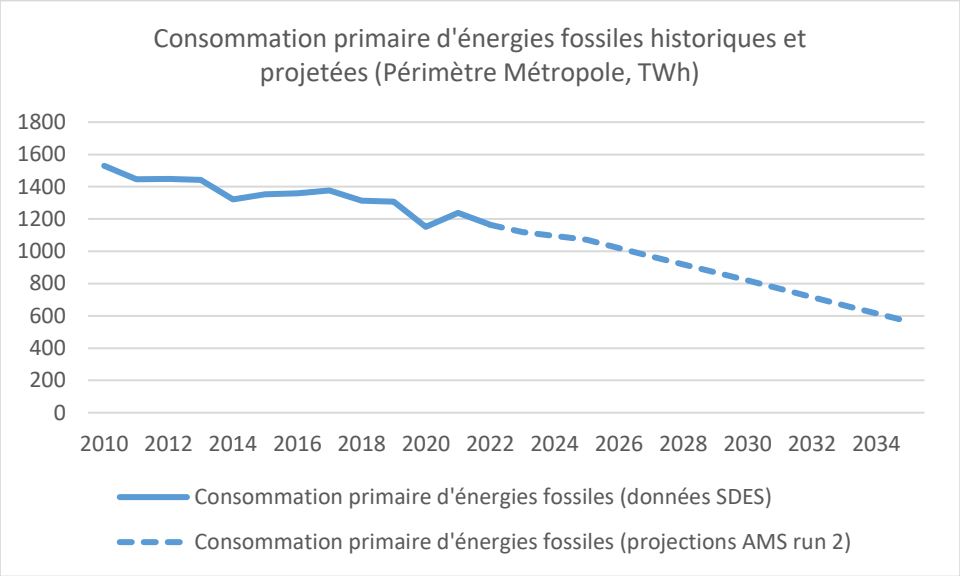


Figure 10. Consommation primaire d'énergies fossiles à usages énergétiques et non-énergétiques - Evolution passée (2010-2022) et projetée (2023-2035)

Consommation primaire d'énergies fossiles à usages énergétiques et non-énergétiques (TWh), Périmètre Métropole	**2022**	**2030**	**2035**
Consommation primaire de charbon (tous produits confondus)	64.4	23.4	15.0
Consommation primaire de gaz naturel	386.4	296.9	214.0
Consommation primaire de pétrole (Total brut et raffinés)	713.0	499.0	336.3
Consommation primaire d'énergies fossiles (données SDES)	1163.8	819.4	565.4

Ainsi, la consommation primaire d'énergies fossiles diminue environ de moitié entre 2010 et 2035 dans le scénario provisoire de la Stratégie française énergie-climat.

La figure suivante montre ces consommations, **hors usages non-énergétiques** :

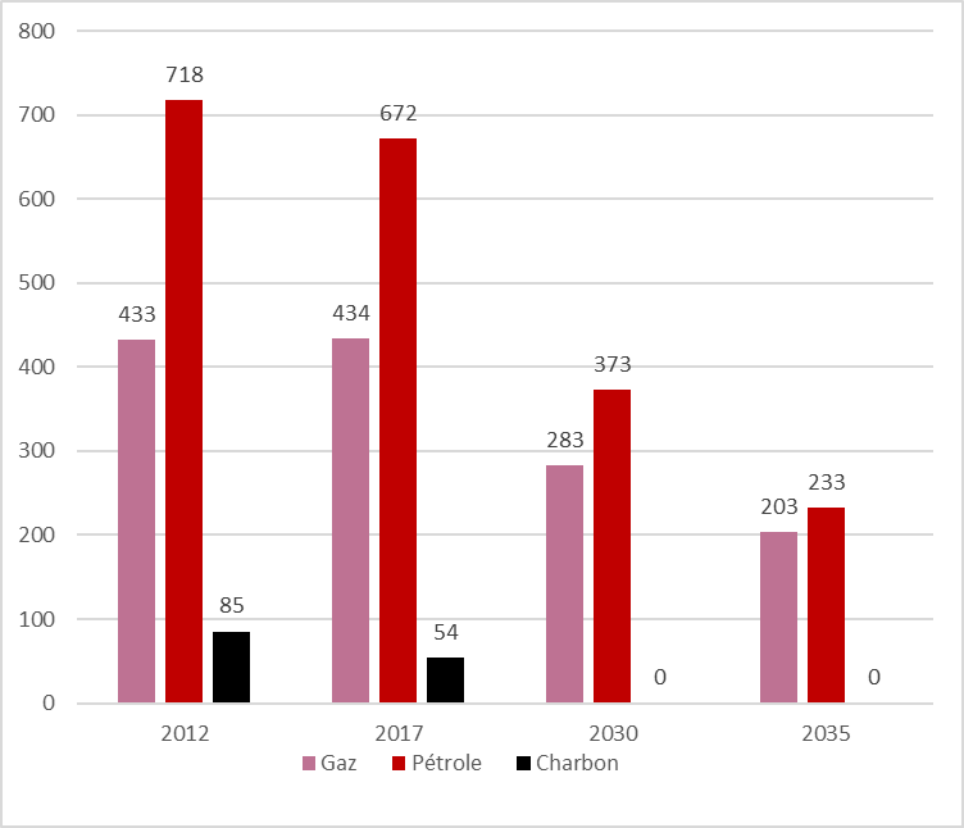


Figure 11. Evolution de la consommation d'énergies fossiles primaire pour les usages énergétiques par rapport à 2012 (Modélisation DGEC, hors usages non énergétiques et filière fonte)

L'atteinte de ces objectifs passera par de nombreuses mesures et orientations dans tous les secteurs d'activité qui seront détaillées dans la **Stratégie nationale bas carbone**, la feuille de route de la France pour baisser ses émissions de gaz à effet de serre et atteindre la neutralité carbone en 2050.

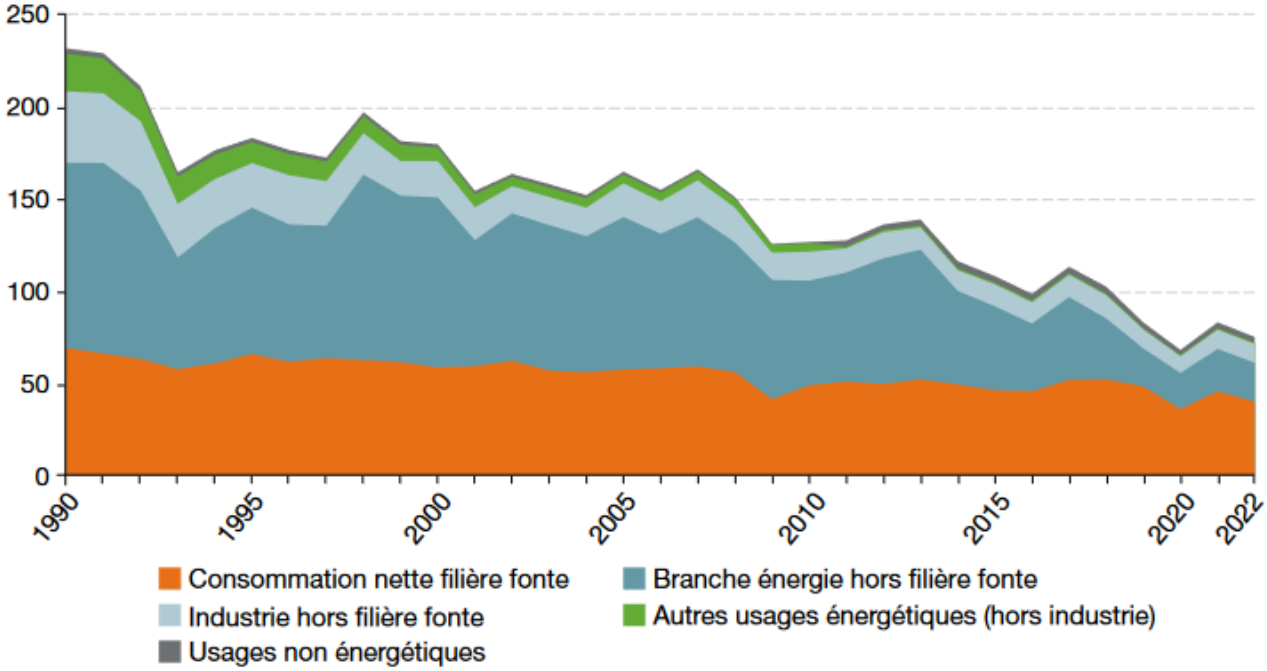
2.2.2. Réduire la consommation primaire de charbon

Consommations actuelles :

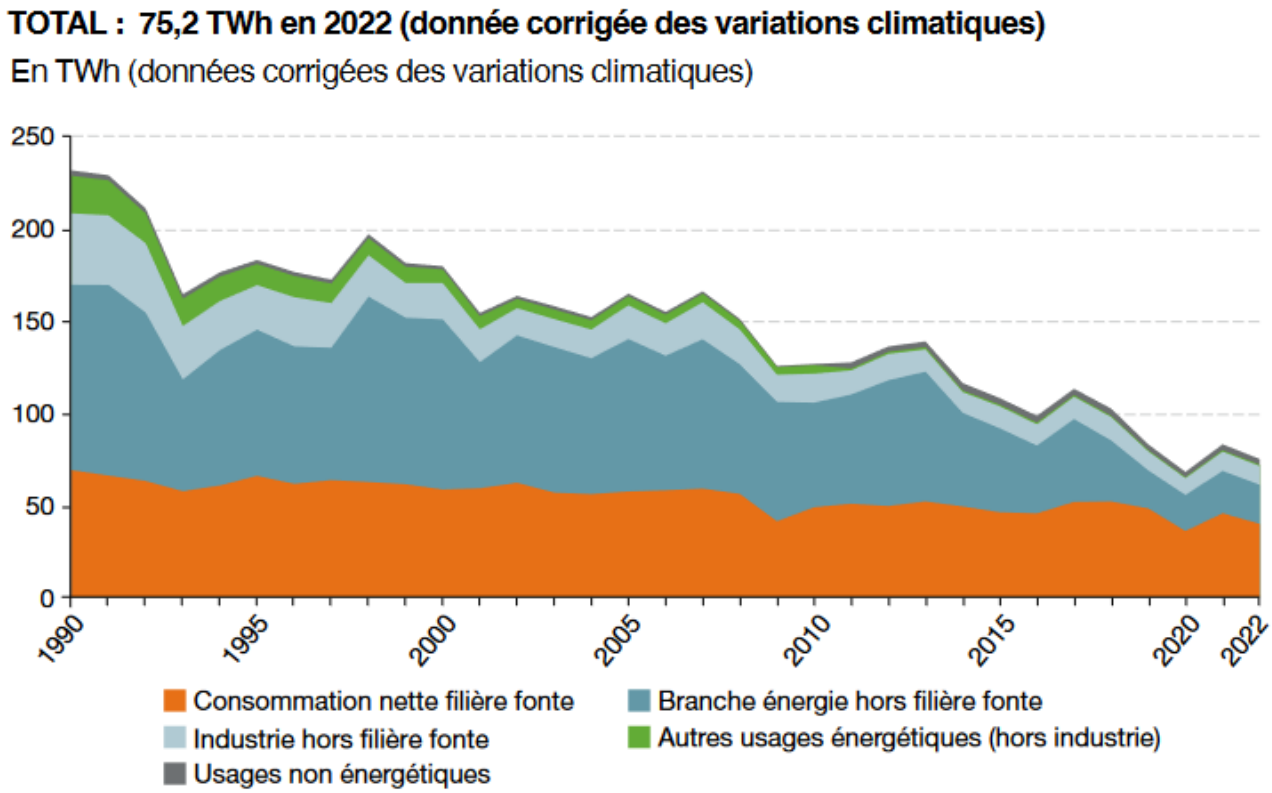
Après un rebond important en 2021 (+ 23 %) lié à la reprise de l'économie, la consommation primaire de charbon en France est repartie en nette baisse en 2022, à 75,2 TWh (- 10 %). Des difficultés d'approvisionnement et d'exploitation ont affecté la filière fonte, avec notamment l'arrêt de certains hauts-fourneaux. La consommation primaire de charbon est tendanciellement orientée à la baisse, les autres formes d'énergie s'y substituant progressivement dans la plupart des secteurs. La consommation pour la production d'électricité et de chaleur a fortement diminué avec la fermeture de plusieurs installations. Les principaux secteurs consommateurs en 2022 restent la filière fonte (53 %), la production d'électricité et de chaleur (28 %) et l'industrie manufacturière hors hauts-fourneaux (14 %).

TOTAL : 75,2 TWh en 2022 (donnée corrigée des variations climatiques)

En TWh (données corrigées des variations climatiques)



Notes : un opérateur a révisé fortement à la hausse ses productions de gaz dérivés, entraînant une rupture de série entre 2016 et 2017. Par ailleurs, à partir de 2017, les pertes, auparavant incluses dans l'écart statistique, sont intégrées à la consommation de la filière fonte.
La somme des consommations des différentes branches représentées sur le graphique peut différer légèrement de la consommation primaire totale, cette dernière intégrant un écart statistique.
Champ : jusqu'à l'année 2010 incluse, le périmètre géographique est la France métropolitaine.
À partir de 2011, il inclut en outre les cinq DROM.
***Source :** SDES, Bilan énergétique de la France*



Notes : un opérateur a révisé fortement à la hausse ses productions de gaz dérivés, entraînant une rupture de série entre 2016 et 2017. Par ailleurs, à partir de 2017, les pertes, auparavant incluses dans l'écart statistique, sont intégrées à la consommation de la filière fonte.
La somme des consommations des différentes branches représentées sur le graphique peut différer légèrement de la consommation primaire totale, cette dernière intégrant un écart statistique.
Champ : jusqu'à l'année 2010 incluse, le périmètre géographique est la France métropolitaine.
À partir de 2011, il inclut en outre les cinq DROM.
***Source :** SDES, Bilan énergétique de la France*

Figure 12. Consommation primaire de charbon par secteur - Source : SDES

Objectifs de réduction :

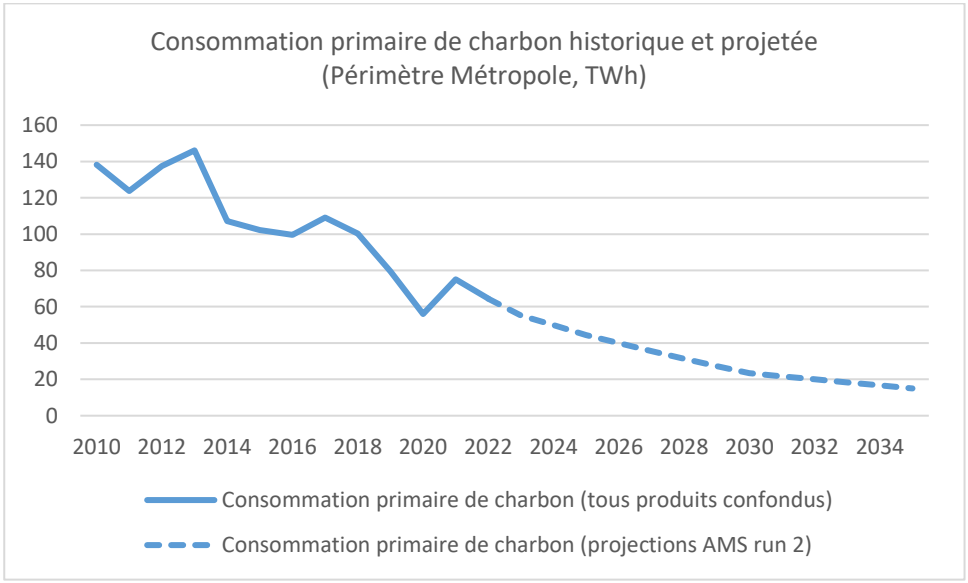


Figure 13. Consommation primaire de charbon historique et projetée

Dans le scénario provisoire de la Stratégie française énergie-climat, la consommation primaire de charbon baisse de 64 TWh en 2022 à 23 TWh en 2030 et 15 TWh en 2035, sous l'effet de mesures de décarbonation de l'industrie et du chauffage des bâtiments principalement. En 2030 et 2035, les consommations de charbon résiduelles sont uniquement à des fins non-énergétiques et dans la filière fonte (principalement dans la sidérurgie).

ACTION CONS.4

REDUIRE LES CONSOMMATIONS DE CHARBON

Dans le secteur de l'énergie :

- Arrêter la production d'électricité à partir de charbon d'ici 2027, en étudiant, le cas échéant, les opportunités de conversion à des combustibles décarbonés (biomasse par exemple).

Dans le secteur de la sidérurgie :

- Remplacer plusieurs hauts-fourneaux par des usines de réduction directe du minerai de fer à l'hydrogène ou au gaz naturel couplées à des fours à arc électriques, afin de réduire les intrants charbon dans la filière fonte.
- Soutenir le recours à l'hydrogène pour la réduction directe, par des aides à l'investissement ou au fonctionnement, notamment dans le cadre du projet important d'intérêt européen commun (PIIEC) hydrogène et de l'appel d'offre de soutien à la production d'hydrogène électrolytique décarboné

Dans l'industrie hors sidérurgie :

- Pérenniser certains dispositifs de soutiens nationaux, le fonds chaleur, les certificats d'économie d'énergie, les fonds européens, en particulier le fonds pour l'innovation, afin de compléter les financements de France 2030, pour apporter le complément nécessaire au déclenchement des investissements, tout en prévenant les effets d'aubaine, et diminuer les émissions de gaz à effet de serre et les consommations de charbon.

2.2.3. Réduire la consommation primaire de produits pétroliers

Consommations actuelles :

En 2022, la consommation totale de produits pétroliers raffinés (hors biocarburantss'établit à 62,6 Mtep. Sur un an, la consommation dans les usages non énergétiques, concentrée dans la pétrochimie, diminue de 21,2 %, entraînant ainsi une baisse de 2,5 % de la consommation totale. Cette baisse fait suite à une hausse de 6,8 % en 2021 liée, quant à elle, à la reprise économique et à la fin des restrictions de circulation relatives à la crise sanitaire. Avec une augmentation de 4,1 % en 2022 après celle de 12,1 % en 2021, le secteur des transports, qui représente près des deux tiers de la consommation en 2022, rattrape le niveau de 2019. La consommation totale baisse tendanciellement depuis le milieu des années 2000 (- 1,6 % par an en moyenne entre 2005 et 2022), baisse principalement imputable à l'industrie, au résidentiel et au tertiaire.

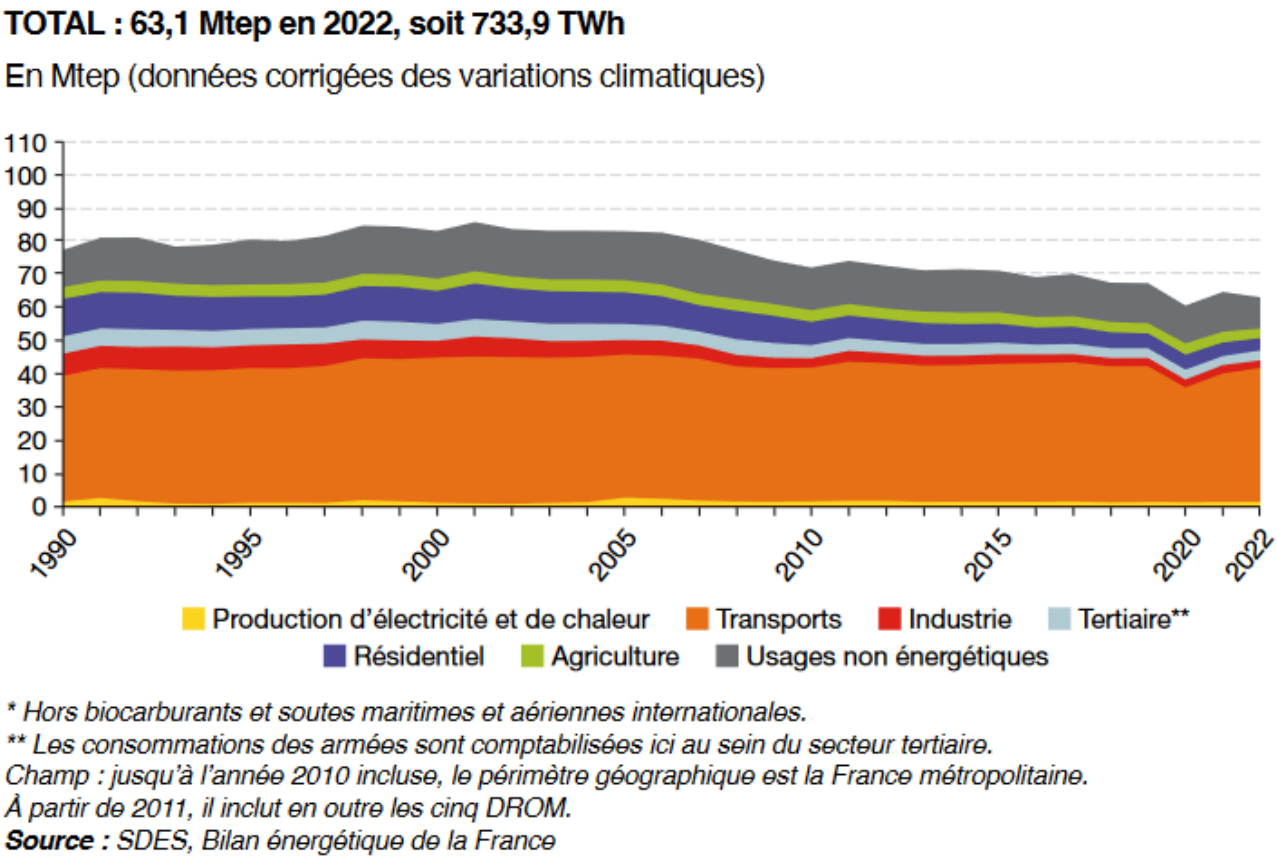


Figure 14. Consommation totale de produits pétroliers raffinés par secteur*

Objectifs de réduction :

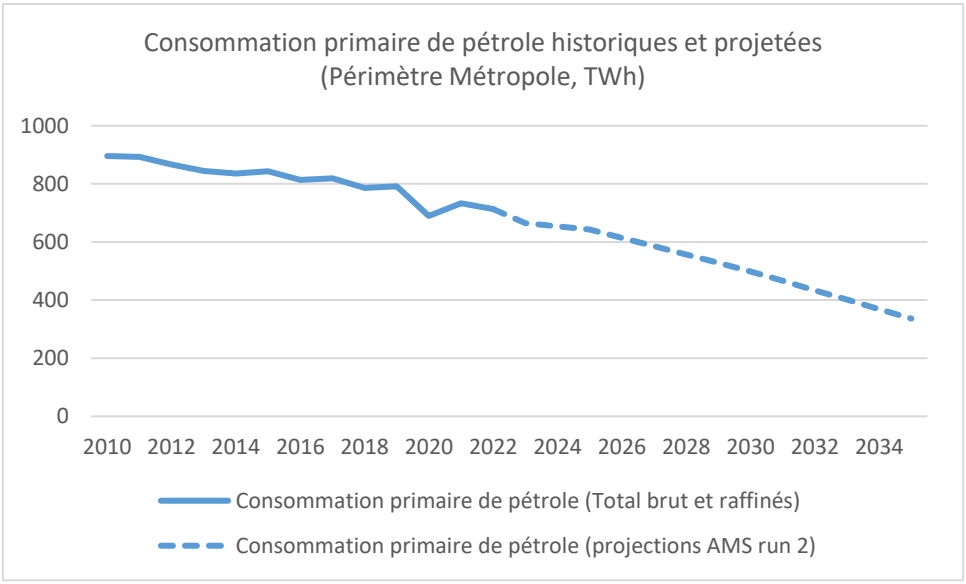


Figure 15. Consommation primaire de pétrole historiques et projetées

Dans le scénario provisoire de la Stratégie française énergie-climat, la consommation primaire de pétrole baisse de 713 TWh en 2022 à 500 TWh en 2030 et 336 TWh en 2035, sous l'effet de mesures d'électrification des véhicules et des systèmes de chauffage principalement. La fin de la production d'électricité au fioul est prévue pour 2030. L'objectif à terme, annoncé par le Président de la République, est une sortie des consommations énergétiques de pétrole d'ici 2045.

ACTION CONS.5

REDUIRE LES CONSOMMATIONS DE PETROLE

L'ensemble des mesures sectorielles permettant de soutenir cet objectif sont présentées dans la stratégie nationale bas carbone.

Dans le secteur de l'énergie :

- Arrêter la production d'électricité à partir de fioul d'ici 2030.

Dans le résidentiel et le tertiaire :

- Accélérer le remplacement des chaudières fioul, dont l'installation est interdite depuis juillet 2022, grâce aux aides MaPrimeRénov', CEE et aides locales qui subventionnent l'achat de système de chauffage décarboné (dont les pompes à chaleur). L'Etat se fixe un objectif de remplacement dans le résidentiel de 75% des chaudières au fioul d'ici 2030 par un système de chauffage décarboné, soit environ 300 000 foyers par an. Le développement de l'aller-vers via par exemple le service public France Rénov' pour ce qui concerne l'habitat privé peut permettre de soutenir la dynamique de remplacement.
-
- Développer massivement les systèmes de chauffage décarbonés, en particulier via un soutien public au développement de la filière française des pompes à chaleur (PAC) pour produire et installer chaque année un million de PAC d'ici la fin de l'année 2027.
- Sortir du fioul en 2030 dans le tertiaire, sauf situations où la transition vers un système décarboné est techniquement ou économiquement très complexe
- Supprimer les incitations financières aux chaudières au gaz qui subsistent encore aujourd'hui d'ici au 1er janvier 2025, conformément à la directive sur la performance énergétique des bâtiments

Dans le transport :

- Déployer des mesures de sobriété (par exemple pour les voyageurs, en agissant sur l'aménagement des territoires et sur les habitudes et imaginaires, et pour les marchandises en mobilisant les acteurs des filières pour réduire la demande) et de report modal (vers les modes plus sobres en énergie) pour réduire les consommations de pétrole dans le secteur des transports. La Stratégie de développement des mobilités propres en annexe détaille ces mesures.
- Accélérer l'électrification des véhicules thermiques en cohérence avec la fin de la vente des véhicules thermiques neufs légers en 2035 fixée au niveau européen. Ce développement du véhicule électrique sera notamment soutenu par un système de bonus-malus rénové en 2024 pour accompagner la transition de l'ensemble des Français et le dispositif de leasing à 100€ lancé en 2024 pour les Français les plus modestes et un déploiement ambitieux des bornes sur l'ensemble de notre territoire.
- Poursuivre le soutien au déploiement de véhicules lourds électriques dans le domaine du transport routier de marchandises et de voyageurs. Une enveloppe d'aide à l'électrification des véhicules lourds a été mobilisée par les pouvoirs publics ces dernières années (130M€ en 2024). Il sera opportun de poursuivre un soutien à l'électrification des véhicules lourds et de

fixer une trajectoire d'aide pour donner de la visibilité aux acteurs. Cet objectif de décarbonation devra également être accompagné par un déploiement des bornes de recharge électrique en dépôt, à destination et en itinérance, indispensables à la mise en circulation des véhicules lourds. La Stratégie de développement des mobilités propres en annexe détaille ces mesures.

Dans l'agriculture et la sylviculture :

- **Sortir progressivement des énergies fossiles pour les engins agricoles et déployer des itinéraires culturaux moins consommateurs en énergie.** La substitution et le renouvellement des tracteurs, accompagnés par des aides publiques et la volonté de réduire à terme l'usage du GNR agricole, se feront progressivement au profit d'un fonctionnement aux biocarburants et d'un remplacement par des moteurs électriques voire à hydrogène en fonction des usages. Les structures permettant la mutualisation des engins agricoles pourront permettre l'investissement dans des équipements décarbonés. En complément, les systèmes agricoles évolueront vers l'agroécologie avec des itinéraires techniques culturaux de travail du sol moins consommateurs en énergie.

- Poursuivre les aides financières, telles que des celles du fonds chaleur ou le dispositif des certificats d'économie d'énergie, pour faciliter **la rénovation thermique et la construction de bâtiments économes en énergie** et **utilisant des énergies décarbonées, notamment la géothermie ou la chaleur fatale**

Dans l'industrie :

- Renforcer les incitations à l'amélioration de l'efficacité énergétique (CEE, autres soutiens publics dans la continuité des soutiens existants).
- Mobiliser l'économie circulaire comme levier de décarbonation pour réduire la demande de production primaire mais aussi améliorer son efficacité.
- Assurer un prix de l'électricité décarbonée compétitif par rapport aux solutions fossiles
- Pérenniser certains dispositifs de soutiens nationaux, le fonds chaleur, les certificats d'économie d'énergie, les fonds européens, en particulier le fonds pour l'innovation, afin de compléter les financements de France 2030, pour apporter le complément nécessaire au déclenchement des investissements, tout en prévenant les effets d'aubaine, et diminuer les émissions de gaz à effet de serre et les consommations de pétrole.

Dans le raffinage :

- Décarboner les sites de raffinages via des optimisations pour améliorer leur efficacité énergétique et de l'électrification dans un premier temps, en parallèle de l'usage d'hydrogène bas carbone pour leurs besoins et de technologies de capture et stockage de carbone, lesquelles seront déployées à moyen terme.
- Anticiper les fermetures des sites de raffinage dans une perspective continuité d'approvisionnement des chaînes de valeur stratégiques qui en dépendent – chimie organique notamment – ainsi que de transition juste pour faciliter la reconversion des salariés et proposer des alternatives aux territoires concernés (ex. conversion en bio-raffineries, nouveaux sites industriels…).

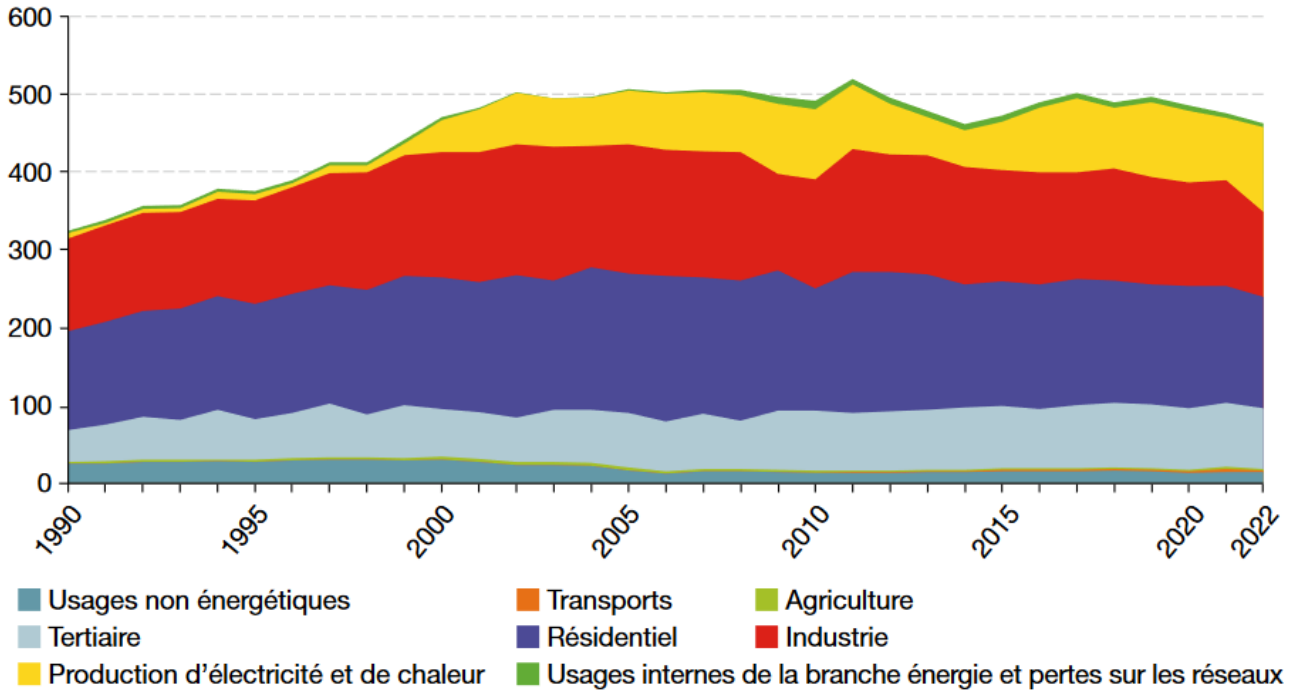
2.2.4. Réduire la consommation primaire de gaz naturel

Consommations actuelles :

En 2022, année marquée par une crise énergétique, la consommation de gaz naturel non corrigée des variations climatiques s'établit à 429 TWh PCS. Corrigée du climat, elle est de 463 TWh, en baisse de 2,7 % par rapport à 2021, mais avec des différences notables entre les secteurs (- 20 % pour l'industrie et + 36 % pour la production d'électricité et de chaleur, dans un contexte de difficultés de production à partir de nucléaire et d'hydroélectricité, à un niveau historiquement bas en 2022). Après une forte croissance dans les années 1990, la consommation totale, corrigée du climat, oscille autour de 500 TWh depuis le début des années 2000. De 1990 à 2022, la part de consommation pour la production d'électricité et de chaleur est en forte progression (de 2 à 24 %). À l'inverse, les parts régressent pour l'industrie (37 % à 24 %) et le résidentiel (39 % à 31 %).

TOTAL : 463 TWh PCS en 2022 (donnée corrigée des variations climatiques)

En TWh PCS[1] (données corrigées des variations climatiques)



[1] *1 TWh PCS = 1 milliard de kWh PCS en pouvoir calorifique supérieur (voir définitions).*
Champ : France entière (y compris DROM, dans lesquels la consommation de gaz naturel est nulle).
***Source :** SDES, Bilan énergétique de la France*

Figure 16. Consommation totale (hors pertes) de gaz naturel par secteur

Objectifs de réduction :

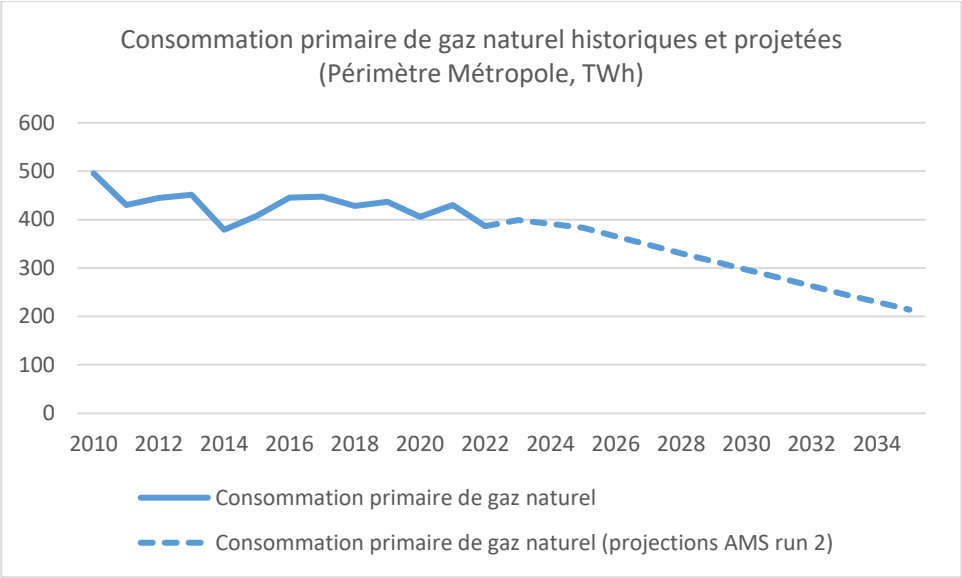


Figure 17. Consommation primaire de gaz naturel historiques et projetées

Dans le scénario provisoire de la Stratégie française énergie-climat, la consommation primaire de gaz fossile baisse de 386 TWh en 2022 à 297 TWh en 2030 et 214 TWh en 2035, sous l'effet de mesures de décarbonation de l'industrie, de rénovation des bâtiments et du remplacement de chaudières gaz par des équipements bas carbone, ainsi que via la substitution par du gaz bas-carbone.

ACTION CONS.6

REDUIRE LES CONSOMMATIONS DE GAZ

L'ensemble des mesures sectorielles permettant de soutenir cet objectif sont présentées dans la stratégie nationale bas carbone.

Dans le résidentiel et le tertiaire :

- Rénover le parc de maisons individuelles et de logements collectifs pour améliorer leur efficacité énergétique. L'Etat se fixe l'objectif d'environ 400 000 maisons individuelles et 200 000 logements collectifs faisant l'objet d'une rénovation d'ampleur par an en moyenne d'ici 2030 pour le parc privé et social.
- Supprimer les incitations financières aux chaudières gaz à compter du 1er janvier 2025 tel que prévu par la directive sur la performance énergétique des bâtiments révisée.
- Remplacer progressivement les chaudières à gaz (environ -20% à 25% en 2030 par rapport à 2021 pour le résidentiel et -15 à 20% pour le tertiaire), à la fois dans le cadre des rénovations d'ampleur mais également grâce à des rénovations par geste. Ces rénovations sont soutenues par les dispositifs MaPrimeRénov' et les CEE qui ne subventionnent plus l'installation de moyens de chauffage au gaz.

- Poursuivre la mise en œuvre du décret éco énergie tertiaire de 2019, qui vise la diminution de la consommation d'énergie finale des bâtiments tertiaires de 40 % d'ici 2030 et de 60 % d'ici 2050, permettra d'accélérer la baisse de consommation de gaz dans le tertiaire.

Dans l'industrie :

- Renforcer les incitations à l'amélioration de l'efficacité énergétique (CEE, autres soutiens publics dans la continuité des soutiens existants).
- Mobiliser l'économie circulaire comme levier de décarbonation pour réduire la demande de production primaire mais aussi améliorer son efficacité.
- Assurer un prix de l'électricité décarbonée compétitif par rapport aux solutions fossiles.
- Pérenniser certains dispositifs de soutiens nationaux, le fonds chaleur, les certificats d'économie d'énergie, les fonds européens, en particulier le fonds pour l'innovation, afin de compléter les financements de France 2030, pour apporter le complément nécessaire au déclenchement des investissements, tout en prévenant les effets d'aubaine, et diminuer les émissions de gaz à effet de serre et les consommations de gaz.

Dans la production de chaleur :

- Soutenir le recours aux énergies thermiques renouvelables et de récupération pour la production de chaleur, notamment par le Fonds Chaleur, de manière à décarboner complètement la production de chaleur centralisée à l'horizon 2050.

Dans la production d'énergie :

- Soutenir le déploiement des gaz renouvelables (voir partie 3.4.2)

•3. Offre d'énergie / Développement de l'exploitation des énergies renouvelables et de récupération

LA PPE 3 FIXE EN CONSÉQUENCE DES OBJECTIFS PLUS AMBITIEUX QUE LA PRÉCÉDENTE PPE EN MATIÈRE DE PRODUCTION ÉNERGÉTIQUE DÉCARBONÉE :

→ Accélération de la sortie des énergies fossiles, notamment par l'électrification des usages, conduisant à un niveau de production d'électricité décarbonée révisé à la hausse pour s'établir à au moins 640 TWh en 2035, soit une augmentation de 22% par rapport à la production totale en 2021. Celle-ci constitue un élément clé de la stratégie française dans la mesure où l'électrification est dans de nombreux cas d'usages synonyme de gains d'efficacité énergétique intrinsèques. Un niveau de production excédant 640 TWh permettra à la France soit d'exporter davantage d'électricité, soit d'accélérer la décarbonation de certains usages.

→ Révision à la hausse du développement de l'électricité photovoltaïque (54 à 60 GW en 2030, contre un objectif compris entre 35 et 44 GW en 2028 dans la précédente PPE, ce qui correspond à une forte augmentation du rythme actuel de déploiement), tout en privilégiant le développement compétitif sur des espaces déjà artificialisés :

- Au sol : en privilégiant les sols déjà artificialisés ou présentant de moindres enjeux notamment en termes de biodiversité (parkings, friches, délaissés routiers, autoroutiers, ferroviaires, etc.).
- Sur bâtiment : des obligations ont été introduites dans la loi afin d'augmenter le nombre de bâtiments, neufs et existants, devant installer des panneaux photovoltaïques.
- Sur des zones naturelles, agricoles et forestières : les installations ne pourront pas entrer en compétition avec la production agricole ou la gestion durable forestière, ni, dans tous les cas, conduire à des défrichements de zones de plus de 25 hectares. Des projets d'agrivoltaïsme permettront en revanche d'apporter un service à l'activité agricole (adaptation au changement climatique, protection contre les aléas météorologiques, amélioration du potentiel agronomique ou encore bien-être animal).

→ Accélération du rythme d'attribution des capacités d'éolien offshore pour viser 18 GW de puissance installée en 2035, en élaborant une planification par façade maritime, en attribuant d'ici fin 2026 jusqu'à 10 GW de puissance supplémentaire (en plus des procédures déjà lancées) et en poursuivant le développement de la filière de l'éolien flottant.

→ Maintien du rythme actuel à 1,5 GW/an pour l'éolien terrestre en veillant à une répartition plus équilibrée sur le territoire et en investissant dans le repowering.

→ Développement accru de l'usage des biocarburants, à hauteur environ d'entre 50 et 55 TWh en 2030, soit une augmentation de 39% par rapport à 2019.

→ Développement du biométhane, avec environ 50 TWh de biogaz dont 44 TWh injecté à l'horizon 2030, correspondant à une capacité de production multipliée par 4 par rapport à aujourd'hui (contre un objectif compris entre 24 et 32 TWh, dont entre 14 et 22 TWh injecté, en 2028 dans la précédente PPE) prenant en compte les limites de production et de mobilisation de notre biomasse.

→ Développement de la chaleur renouvelable, avec plus de 280 TWh en 2030 (contre un objectif compris entre 219 et 247 TWh en 2028 dans la précédente PPE), et de récupération (20 TWh en 2030 contre un objectif compris entre 7,6 et 9,9 TWh dans les réseaux en 2028 dans la précédente PPE), correspondant à une multiplication par plus de deux du rythme de déploiement par rapport à aujourd'hui.

→ Déploiement du froid livré par les réseaux, avec 2 TWh en 2030 (contre une production de 0,99 TWh en 2022).

→ Relance de la filière nucléaire :

- Suppression de l'objectif de fermeture de réacteurs nucléaires avant leur fin de vie et poursuite de l'exploitation des réacteurs électronucléaires existants en prenant en compte les meilleures pratiques internationales, pour leur permettre de fonctionner après 50 ans ou 60 ans d'exploitation, dans le respect de toutes les exigences applicables en matière de sûreté nucléaire.
- Engagement du programme de travaux, porté par EDF, visant à augmenter la puissance disponible (uprating) et la production annuelle des réacteurs existants, grâce, par exemple, à l'optimisation ou au remplacement de certaines pièces, dans le respect de toutes les exigences applicables en matière de sûreté nucléaire.
- Confirmation du programme de construction de 6 réacteurs nucléaires de type EPR2, porté par EDF, dans la perspective d'une décision finale d'investissement par le Conseil d'administration d'EDF en vue de son lancement au plus tard durant l'année 2026.
- Poursuite de l'étude d'un éventuel second palier d'au moins 13 GWe, correspondant à la capacité de 8 EPR2 dans leur conception actuelle.
- Soutien au projet Nuward, porté par EDF, de développement d'un modèle de petit réacteur modulaire.
- Soutien à l'innovation de rupture à travers le plan France 2030, en visant une décision de lancement d'au moins un prototype de petit réacteur nucléaire innovant à l'horizon de l'année 2030.
- Confirmation de la stratégie française de traitement et de valorisation des combustibles nucléaires usés et, dans cette perspective, poursuite des travaux en vue de renouveler les installations industrielles qui permettent sa mise en œuvre, en vue d'une prise de décision d'ici fin 2026, tout en veillant à prendre les mesures permettant d'assurer l'adéquation aux besoins des infrastructures existantes d'ici 2035 et au-delà.

3.1. La chaleur et le froid renouvelables et de récupération

La chaleur représente aujourd'hui un peu moins de la moitié (43 %) de la consommation d'énergie finale[24] en France dont seulement environ un quart est d'origine renouvelable. La France mise sur une forte augmentation de la production de chaleur d'origine renouvelable et le développement accéléré des réseaux urbains de distribution de chaleur et de froid pour sortir rapidement des énergies fossiles.

Ainsi, les objectifs de la PPE3 devront permettre de porter la consommation de chaleur renouvelable et de récupération de 172 TWh en 2022 à au moins 330 TWh en 2035. Le graphique ci-dessous en détaille la répartition par secteur. Les objectifs fixés pour la PPE3 conduisent à une multiplication par plus de deux de la consommation de chaleur renouvelable et de récupération d'ici 2035.

24 L'énergie finale ou disponible est l'énergie livrée au consommateur pour sa consommation finale (essence à la pompe, électricité au foyer, etc.).

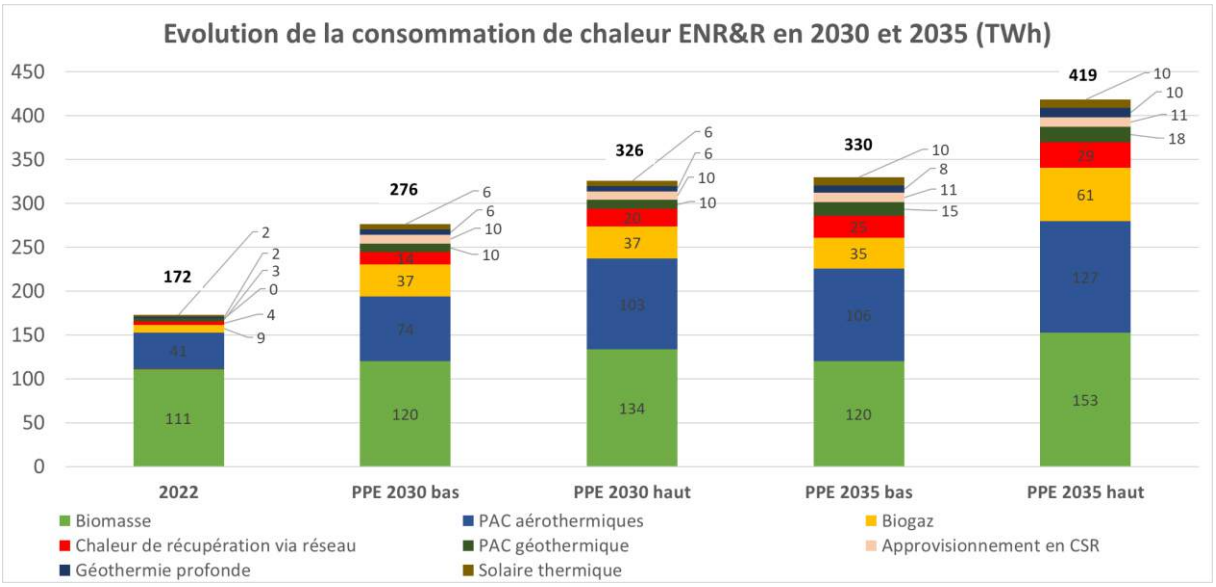


Figure 18. Evolution de la consommation de chaleur ENR&R jusqu'en 2030 et 2035

Cette augmentation de la consommation de chaleur renouvelable repose sur le développement de l'ensemble des filières de production de chaleur renouvelable ainsi qu'un recours accru à la récupération de chaleur fatale. La PPE3 fixe ainsi des objectifs pour chacune des filières de production de chaleur renouvelable et pour la récupération de chaleur fatale utilisée dans les réseaux de chaleur. La hausse la plus importante La contribution la plus importante est due au déploiement des pompes à chaleur. Toutefois, le développement du solaire thermique, de la géothermie et du biogaz représentent les défis les plus importants.

Afin de développer la chaleur renouvelable, l'Etat dispose de quatre dispositifs largement éprouvés :

→ Le dispositif des aides MaPrimeRénov' à destination des particuliers ;

→ Le dispositif des certificats d'économie d'énergie, notamment via les fiches d'opérations standardisées soutenant l'installation de systèmes de production de chaleur renouvelable efficaces dans tous les secteurs d'activité ;

→ Le dispositif du Fonds chaleur pour le développement de la chaleur renouvelable et de récupération dans tous les secteurs d'activité, y compris via le développement des réseaux de chaleur ;

→ Les aides France 2030 à la décarbonation de l'industrie pour le développement de la chaleur bas carbone.

Créé en 2009, le Fonds chaleur géré par l'ADEME a permis le déploiement massif des installations de production de chaleur renouvelable sur le territoire français. Depuis 15 ans, le Fonds chaleur a permis d'aider plus de 8 500 installations d'énergies renouvelables et de récupération (EnR&R) dont 3 800 km de réseaux de distribution grâce à 4,28 milliards d'euros d'aides, ayant généré près de 14 milliards d'euros d'investissements. Cela représente près de 45,4 TWh/an de production additionnelle d'EnR&R, équivalent de la consommation de chaleur d'environ 5 millions de logements. De plus, les programmes France Relance et France 2030 ont permis d'accompagner la production de chaleur à partir de biomasse pour la cible industrielle à hauteur de 6,4 TWh/an.

ACTION CHAL.1

SOUTENIR FINANCIEREMENT ET ACCOMPAGNER LE DEVELOPPEMENT DES ENERGIES RENOUVELABLES THERMIQUES

Les dispositifs d'aides à la chaleur renouvelable seront maintenus et dimensionnés pour l'atteinte de nos objectifs.

Le Fonds chaleur de l'ADEME a été augmenté de 40 % en mars 2022, pour atteindre 522 M€ sur l'année 2022, puis 601 M€ pour 2023. Il a encore été renforcé en 2024 pour atteindre 820 M€, permettant ainsi de financer la création d'une capacité EnR&R de l'ordre de 4 TWh/an. Il fera l'objet d'un soutien croissant permettant d'atteindre, en 2030, une capacité financée d'environ 12 TWh/an.

MaPrimeRénov' permettra d'accompagner l'installation d'équipements de chauffage fonctionnant à partir d'énergies renouvelables pour les ménages en ayant besoin, en cohérence avec les trajectoires de décarbonation de la planification écologique. Par ailleurs, l'accompagnement sur les projets de chaleur renouvelable se poursuivra pour les particuliers dans le cadre des missions du service public FranceRénov', et pour les industriels dans le cadre du programme PACTE Industrie.

Un soutien sera apporté à la structuration de réseaux d'animateurs chaleur renouvelable sur l'ensemble du territoire, afin d'accompagner les collectivités et les entreprises dans la conception de leurs projets et de stimuler le développement de nouvelles capacités de production d'énergie thermique renouvelable. Enfin, les ressources humaines et compétences nécessaires au déploiement de la chaleur renouvelable feront l'objet d'une attention particulière dans le cadre de la stratégie Emplois et Compétences du secrétariat général pour la planification écologique.

Conformément à la directive n°2024/1275 sur la performance énergétique des bâtiments, les incitations financières aux chaudières gaz et fioul qui subsistent encore aujourd'hui (comme la TVA à taux réduit, l'Eco-PTZ ou certaines fiches d'opérations standardisées CEE) seront supprimées d'ici au 1er janvier 2025.

ACTION CHAL.2

METTRE EN PLACE UN CADRE DE LONG-TERME POUR LE MARCHE DU CHAUFFAGE DES BATIMENTS

A la suite de la concertation sur la décarbonation des bâtiments :

→ Un cadre de long-terme pour le marché du chauffage sera mis en place pour orienter le marché vers les solutions de chauffage bas-carbone et réduire progressivement la part de chaudières gaz vendues.

→ Les mesures pour accompagner la fin de l'utilisation de fioul pour le chauffage des bâtiments tertiaires d'ici 2030 devront être identifiées et mises en place, notamment pour l'accompagnement des petites et moyennes entreprises ainsi que des collectivités locales pour substituer leurs chaudières au fioul par des systèmes de chauffage décarbonés.

3.1.1. Biomasse solide

La biomasse solide est la première énergie renouvelable en France : en 2022, elle représente 32,9% de la consommation primaire d'énergies renouvelables et 61% de la consommation primaire d'énergies renouvelables pour usage de chaleur. Cette filière regroupe à la fois le bois utilisé par les ménages (dans des appareils indépendants de chauffage type inserts, poêles ainsi que dans des chaudières) et les chaufferies biomasse dans l'industrie, le collectif et le tertiaire ainsi que la chaleur renouvelable produite par les cogénérations biomasse et enfin la part renouvelable de la chaleur produite par les unités de valorisation énergétique des déchets urbains.

Près du quart des ménages français utilise un équipement de chauffage au bois (bûches ou granulés)[25]. Il peut s'agir du chauffage principal du logement ou d'appoint en complément d'un autre mode de chauffage fonctionnant avec de l'électricité, du gaz, du fioul ou avec une deuxième source d'énergie renouvelable (solaire thermique, pompe à chaleur…).

Dans les secteurs collectif, industriel et tertiaire, plus de 7000 chaufferies, réparties sur l'ensemble du territoire, alimentent un réseau de chaleur urbain ou directement sur le site d'une industrie, ou des bâtiments résidentiels collectifs ou tertiaires.

L'enjeu fondamental est celui de la durabilité de la ressource biomasse, c'est-à-dire son utilisation rationnelle tout en préservant le milieu naturel où elle est prélevée. La prise en compte de cet enjeu conduit à en modérer la consommation énergétique par rapport aux objectifs fixés lors de la précédente PPE. Par ailleurs, pour faire face à cet enjeu, plusieurs dispositifs se mettent en place en lien avec le droit européen (directive énergie renouvelable) ou avec des dispositifs nationaux (pacte de la haie).

CONSOMMATION 2022 ET OBJECTIFS DE PRODUCTION EN TWh	2022	2030 SEUIL BAS	2030 SEUIL HAUT	2035 SEUIL BAS	2035 SEUIL HAUT
BIOMASSE SOLIDE (CONSO NETTE)	110,7	120	134	120	153

ACTION CHAL.3

OPTIMISER L'USAGE DE LA BIOMASSE POUR MIEUX DECARBONER LA CHALEUR

La biomasse solide, première énergie renouvelable en France, contribue très largement à la décarbonation de l'énergie et tout particulièrement de la chaleur. Il s'agit d'une énergie locale, bon marché, qui vient en complément des usages pour les produits à base de bois. C'est également une ressource qu'il nous faut préserver et exploiter de manière durable (préservation du puits de carbone, de la biodiversité, etc.). L'usage de la biomasse doit donc être optimisé via l'utilisation d'appareils à haut rendement, et la recherche de solutions alternatives lorsqu'elles sont pertinentes. Le remplacement des appareils de combustion anciens peu performants continuera

[25] SDES, https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/la-consommation-de-bois-energie-des-menages-en-2020

d'être accompagné, pour améliorer les rendements énergétiques et réduire les émissions de polluants atmosphériques. Par ailleurs, dans les dispositifs d'accompagnement, une priorité sera donnée aux usages peu substituables comme les besoins de chaleur haute température pour l'industrie ou les réseaux de chaleur urbains. Une priorité sera donnée aux utilisations en circuit court, à travers la valorisation de produits des produits connexes de scierie sur site, pour produire de la chaleur renouvelable. Dans le cadre du Fonds chaleur, les porteurs de projets devront systématiquement étudier les alternatives à la biomasse avant d'envisager la création d'une chaufferie. Ils seront ainsi incités à appliquer cette démarche dès l'élaboration des études de faisabilité ou, pour les réseaux de chaleur, des schémas directeurs. D'autres usages efficaces et pertinents de la biomasse pour décarboner la production de chaleur pourront continuer d'être accompagnés, en tenant compte de la priorisation des usages de la biomasse.

3.1.2. Pompes à chaleur

Les pompes à chaleur produisent de la chaleur en puisant des calories dans le sol ou les eaux souterraines (géothermie) ou dans l'air (aérothermie). La production de chaleur renouvelable à partir de pompes à chaleur (hors géothermiques) s'établit à 41 TWh en 2022.

Le parc de pompes à chaleur (PAC) installées en France continue de croître rapidement. La situation est cependant contrastée entre les pompes à chaleur aérothermiques et les pompes à chaleur géothermiques : on constate ces dernières années d'un côté un fort développement du marché de la PAC air/air et de la PAC air/eau et un fort ralentissement de la PAC géothermique (moins de 3000 ventes par an depuis 2015 alors que le marché total a dépassé le million d'unités vendues en 2021).

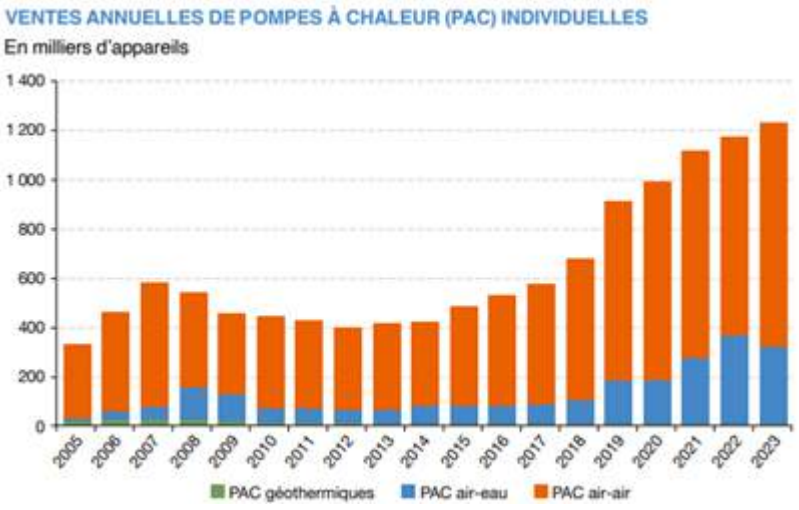


Figure 19. Ventes annuelles de pompes à chaleur individuelles - Source : Chiffres clés des énergies renouvelables - édition 2023, SDES

Les ventes de pompes à chaleur individuelles poursuivent leur hausse en 2023 et atteignent 1,2 million d'appareils, parmi lesquels 910 000 PAC air-air (+ 13 % sur un an), 307 000 PAC air-eau (- 14 % sur un an) et 3 500 PAC géothermiques (+ 18 % sur un an). Les objectifs ambitieux de l'exercice PPE précédent pour 2028 [LBC1] [LBC2] [BQ3] (44 à 52TWh produits à partir de PAC) ont d'ores et déjà été atteints en 2023 avec une production de 50TWh. Conformément au plan « Pompe à chaleur », le soutien public au développement de la filière française des pompes à chaleur permettra de produire et d'installer chaque année un million de PAC françaises d'ici la fin de l'année 2027.

CONSOMMATION 2022 ET OBJECTIFS DE PRODUCTION EN TWh D'ENERGIE RENOUVELABLE	2022	2030 SEUIL BAS	2030 SEUIL HAUT	2035 SEUIL BAS	2035 SEUIL HAUT
PAC (HORS PAC GÉOTHERMIQUES)	41,1	74	103	106	127

ACTION CHAL.4

METTRE EN ŒUVRE LE PLAN POMPES A CHALEUR POUR EN PRODUIRE 1 MILLION PAR AN D'ICI 2027 ET RENFORCER LA FILIERE

Conformément aux objectifs fixés par le président de la République, le gouvernement a présenté en avril 2024 un plan d'action[26] pour soutenir le développement de la filière française des pompes à chaleur (PAC) et **produire d'ici 2027 au moins un million de PAC chaque année**. Les PAC air/eau seront principalement installées en substitution de chaudières au gaz ou au fioul, et participeront à l'atteinte de l'objectif de sortie complète des chaudières fossiles d'ici 2040 fixé par la directive sur la performance énergétique des bâtiments.

De **nouvelles usines de production de PAC seront créées** grâce à la prise en charge d'une part des coûts d'investissement par le crédit d'impôt investissement industrie verte (C3IV) et un accompagnement à la recherche de terrain ou d'autorisations pour les porteurs de projet. Des aides à l'innovation seront dédiées au développement de nouveaux produits de PAC, pour faire face aux différents défis comme l'intégration, les fluides frigorifiques, le bruit. La filière des PAC sera accompagnée pour développer la formation aux métiers de l'installation, de la maintenance et de la production des matériels. Pour favoriser le développement de la production de PAC en France (et en Europe), le plan PAC comporte une mesure visant à mettre en place une conditionnalité des aides à la rénovation énergétique (MaPrimeRénov' et CEE) au respect de critères environnementaux qui permettrait de restreindre les aides aux PAC produites en Europe.

Un **plan spécifique sera mis en place pour développer les pompes à chaleur en habitat collectif**, qui comprendra notamment une simplification législative permettant la dérogation aux plans locaux d'urbanisme. Des travaux entre les services de l'Etat, la filière et les collectivités seront lancés et pourront conduire à l'adaptation de la réglementation nationale et/ou à la production d'une information dédiée auprès des services d'urbanisme, permettant l'adaptation des plans locaux d'urbanisme et l'évolution des pratiques. Les aides seront passées en revue pour mieux inciter à l'installation de PAC en collectif, de la communication sera faite auprès des filières du bâtiments (maîtres d'ouvrage, maîtres d'œuvre, acteurs de la construction et de la rénovation) et des actions seront menées avec la filière PAC, les représentants de la maitrise d'ouvrage et de l'exploitation pour déployer un cadre permettant d'assurer la qualité de la pose et du fonctionnement des PAC.

En l'absence de boucle d'eau chaude, les PAC air/air permettront de remplacer le chauffage électrique à effet joule, peu efficace, et ainsi d'améliorer l'efficacité énergétique des logements et de faire baisser la pointe électrique.

[26] Un plan d'action pour produire un million de pompes à chaleur dès 2027 https://www.economie.gouv.fr/actualites/plan-action-pompes-chaleur-2027

Un **centre d'expertise sur la pompe à chaleur (CEPAC) sera créé d'ici 2025, avec le soutien financier de l'Etat**, et aura pour mission d'informer et d'outiller l'ensemble des professionnels du bâtiment. Du bon dimensionnement de l'installation, à la bonne réalisation de l'installation hydraulique en passant par le paramétrage de la loi d'eau afin de maximiser les performances de la PAC ou la bonne prise en compte des contraintes de bruit ou de raccordement électrique, les informations doivent être accessibles et les professionnels doivent pouvoir être accompagnés, via des guides, des outils techniques ou encore la participation aux événements et salons des filières du bâtiment.

Enfin, **une campagne de communication nationale sera lancée d'ici 2025** pour inciter à l'installation de pompes à chaleur, une solution cruciale pour atteindre les objectifs de réduction d'émissions de CO_2 dans les bâtiments. La production de connaissances sur le fonctionnement et les performances des PAC sera aussi développée, dans la lignée du Vrai/Faux publié en avril 2024[27].

3.1.3. Géothermie de surface et géothermie profonde

La géothermie valorise l'énergie thermique du sous-sol et des nappes d'eau souterraines (aquifères). Elle peut être exploitée dans divers secteurs (résidentiel, tertiaire, agricole, industriel) pour produire de la chaleur et du froid (chauffage, rafraîchissement, climatisation, stockage de chaleur, production de vapeur) ou encore de l'électricité (essentiellement dans les DROM). En 2022, les installations de géothermie représentaient en France métropolitaine 1% de la consommation finale de chaleur et 5% de la production thermique des réseaux de chaleur.

La « **géothermie de surface** » désigne les systèmes énergétiques exploitant une ressource géothermale de température inférieure à 30°C et de profondeur généralement inférieure à 200 mètres, constitués d'un dispositif de captage souterrain (ex. échangeurs verticaux parcourus par un fluide caloporteur), d'un dispositif de production en surface (pompe à chaleur géothermique) et d'un dispositif de régulation. La géothermie de surface couvre en partie ou en totalité les besoins de chaleur et de froid de bâtiments dans le secteur résidentiel-tertiaire (chauffage, eau chaude sanitaire, climatisation, rafraîchissement) ; elle peut aussi être utilisée sur une exploitation agricole ou un site industriel.

La « **géothermie profonde** » exploite des nappes d'eau souterraines de température comprise entre 30°C et 200°C à des profondeurs généralement comprises entre 400 mètres et 3 000 mètres, par l'intermédiaire d'un puits producteur et d'un puits injecteur. Ces aquifères profonds se situent dans des roches sédimentaires poreuses ou fracturées (sable, grès, calcaires, craie), essentiellement dans le bassin parisien et le bassin aquitain. Principalement orientée vers la production de chaleur pour des réseaux de chaleur urbains, la géothermie profonde peut également être utilisée pour des applications industrielles (procédés utilisant la vapeur, l'air chaud ou l'eau chaude), agricoles (chauffage de serres, pisciculture, séchage) ou aqua-ludiques (piscines, centres nautiques, thermes). Les aquifères profonds (formations géologiques suffisamment poreuses ou fissurées et gorgées d'eau) propices à la géothermie profonde se situent dans des bassins sédimentaires (sable, grès, calcaire, craie) comme les bassins parisien et aquitain, le fossé rhénan, le couloir rhodanien, la Limagne et le Hainaut. Les caractéristiques des aquifères profonds permettent un échange direct de chaleur sans pompe à chaleur.

L'atteinte des objectifs PPE3 nécessite une forte croissance du rythme de développement des projets sur la période 2024-2030, via un renforcement des capacités matérielles et humaines de la filière. Le rythme actuel est en-deçà de celui prévu par l'exercice PPE précédent, alors que le BRGM estime que la seule géothermie de surface pourrait apporter jusqu'à 100 TWh de chaleur issue de géothermie

[27] Pour y voir + clair : Le vrai/faux sur les pompes à chaleur : https://www.economie.gouv.fr/files/files/2024/Guide_pompes_a_chaleur_vrai_faux.pdf?v=1713344875

d'ici 15 à 20 ans. En géothermie profonde, l'un des enjeux majeurs du développement de nouveaux projets repose sur l'amélioration de la connaissance du sous-sol, via l'analyse de données existantes à l'échelle régionale et de nouvelles acquisitions pour caractériser les aquifères cibles ; plusieurs dizaines de projets de géothermie profonde sont actuellement en phase d'étude.

CONSOMMATION 2022 ET OBJECTIFS DE PRODUCTION EN TWh	2022	2030	2035 SEUIL BAS	2035 SEUIL HAUT
GÉOTHERMIE DE SURFACE	3,2	10	15	18
GÉOTHERMIE PROFONDE	2,2	6	8	10

ACTION CHAL.5

METTRE EN ŒUVRE LE PLAN D'ACTION NATIONAL GEOTHERMIE

Construit avec les acteurs de la filière, le plan d'action national géothermie publié en février 2023 et complété en décembre 2023[28] vise à accélérer le développement de la géothermie de surface et profonde en France métropolitaine et en Outre-mer à travers six grands axes et une quinzaine d'actions pour :

- structurer la filière et renforcer sa capacité de production et de forage ;
- développer l'offre de formation initiale et continue ;
- accompagner les porteurs de projet et les usagers, sur le plan financier notamment ;
- sensibiliser les acteurs locaux ;
- simplifier la réglementation ;
- améliorer notre connaissance du sous-sol.

Chaque préfet de région est par ailleurs chargé d'élaborer et de mettre en œuvre trois actions adaptées au contexte régional. À l'échelon national, le suivi du plan d'action est assuré par l'Ademe en coordination avec un comité d'acteurs publics et privés qui se réunit deux fois par an. En géothermie de surface, le plan d'action vise à doubler le rythme annuel d'installations de PAC géothermiques pour atteindre rapidement 6 000 nouvelles installations par an dans le secteur individuel et 1 000 nouvelles installations par an dans le secteur collectif-tertiaire. En géothermie profonde, ce plan d'action national doit permettre d'augmenter de 40 % le nombre d'opérations pour atteindre au moins 110 opérations en fonctionnement via les projets lancés avant 2030.

[28] https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/documents/20231222_DP_Plan-action-geothermie.pdf

3.1.4. Solaire thermique

Le solaire thermique regroupe l'ensemble des technologies de conversion du rayonnement solaire en chaleur utilisable. La nature des capteurs solaires utilisés (capteurs non vitrés, capteurs plans vitrés, capteurs à tubes sous vide, capteurs à concentration, etc.) varie selon le niveau de température visé. Le solaire thermique couvre ainsi des applications à basse ou moyenne température – en produisant de l'eau chaude pour les bâtiments, les réseaux de chaleur ou l'industrie – et haute température au-delà de 100 °C – sous forme de vapeur pour l'industrie notamment.

En 2022, la filière solaire thermique représente 0,2% de la consommation finale de chaleur en France métropolitaine grâce à un parc de 2,4 millions de m² de capteurs solaires thermiques en service produisant 1,3 TWh/an de chaleur renouvelable. On distingue deux grandes catégories d'installations solaires thermiques :

- les installations individuelles ou collectives pour le chauffage de locaux et la production d'eau chaude sanitaire (chauffe-eau solaire, système solaire combiné, pompe à chaleur solaire, etc.) ;
- les « grandes installations solaire thermique » (GIST) de puissance typiquement supérieure à 1 MWth, alimentées par des centrales à capteurs plans (jusqu'à 100°C) ou à concentration (jusqu'à 300°C) ; ces installations couvrent principalement les besoins en chaleur basse ou moyenne température de réseaux de chaleur urbains ou de sites industriels.

La précédente PPE prévoyait une redynamisation de la filière via le développement des grandes installations solaire thermique dans l'industrie et sur réseaux de chaleur, et esquissait des perspectives de croissance dans le résidentiel individuel et collectif. Les années 2021 et 2022 ont été marquées en métropole par une reprise du marché du solaire thermique et le développement de GIST à capteurs vitrés, soutenues par un appel à projets dédié dans le cadre du Fonds chaleur de l'Ademe. Cette dynamique doit s'accélérer fortement au cours des prochaines années en vue d'atteindre 6 TWh de consommation de chaleur solaire thermique en 2030 et 10 TWh en 2035. Relever ce défi – en multipliant par 4 le parc de capteurs installés dans les secteurs individuel et collectif et en atteignant 1 million de m² de capteurs installés par an dans le cadre de GIST – nécessite un effort soutenu tant sur le plan des capacités industrielles que sur celui de l'installation et de l'exploitation, sans oublier la dimension réglementaire et financière.

CONSOMMATION 2022 ET OBJECTIFS DE PRODUCTION EN TWh	2022	2030	2035 SEUIL BAS	2035 SEUIL HAUT
SOLAIRE THERMIQUE	1,5	6	10	10

ACTION CHAL.6

ÉLABORER ET METTRE EN ŒUVRE UN PLAN D'ACTION NATIONAL SOLAIRE THERMIQUE

Sur le modèle du plan d'action géothermie actualisé en décembre 2023, un plan d'action national « solaire thermique » sera élaboré avec l'ensemble des acteurs de la filière (organisations professionnelles, milieux associatifs, organismes publics, etc.) pour accroître la visibilité des technologies du solaire thermique dans le paysage énergétique français, développer l'offre de formation, faciliter le montage financier des projets et renforcer les capacités industrielles de production d'équipements solaire thermique notamment.

3.1.5. Les réseaux urbains de chaleur et de froid

Le développement concomitant des réseaux de chaleur est indispensable pour accroitre l'utilisation de cette chaleur renouvelable. Les réseaux de chaleur permettent en effet de mutualiser les besoins et ainsi de recourir à des sources de chaleur difficilement mobilisables à l'échelle individuelle (chaleur fatale industrielle, géothermie profonde) ou encore de mieux maitriser les émissions de polluants liés à l'utilisation de la biomasse via le recours à des chaufferies collectives. Les réseaux permettent également de distribuer de la chaleur renouvelable là où il est difficile de la produire (zones urbaines denses).

Dans le même temps, le déploiement de réseaux de froid peut constituer un élément important dans l'adaptation au changement climatique tout en maîtrisant les impacts en termes de consommation énergétique et d'îlot de chaleur.

L'Etat a donc décidé de fixer également des objectifs pour les quantités de chaleur livrées par les réseaux. Celles-ci devront croitre de 26 TWh dont 64 % de chaleur ENR&R en 2022 jusqu'à 68 TWh dont 75 % de chaleur ENR&R en 2030 puis jusqu'à 90 TWh dont 80 % de chaleur ENR&R en 2035.

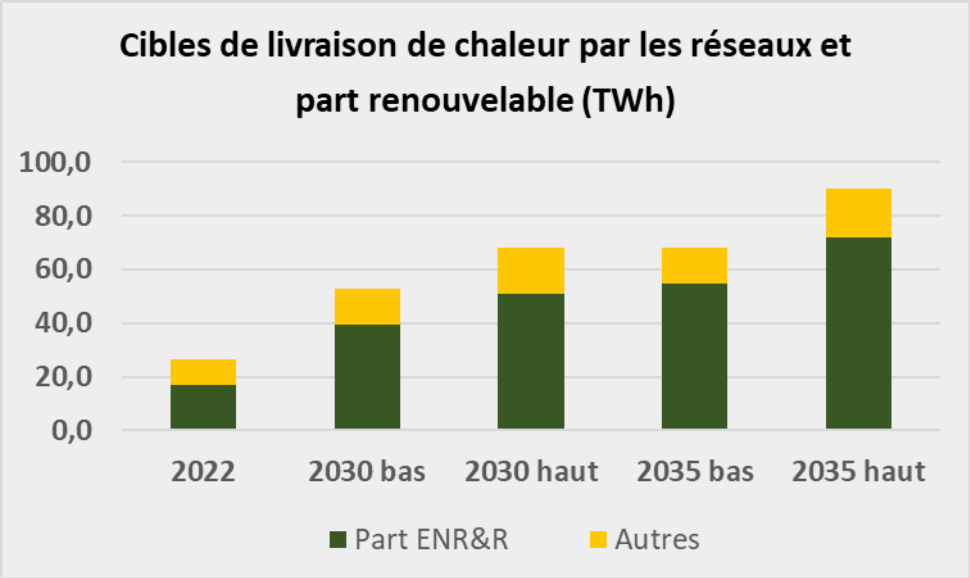


Figure 20. Livraison dans les réseaux de chaleur ENR&R en 2030 et 2035

Ce niveau de livraison requiert de raccorder jusqu'à 360 000 logements en moyenne par an pour l'objectif haut de 2035. Cela représente entre 5,8 et 6,7 millions de logements raccordés en 2035, contre moins de 1,3 millions en 2020. Dans l'immense majorité des cas, ces raccordements concerneront le résidentiel collectif avec chauffage collectif mais, dans une proportion notable, il pourra s'agir d'une substitution au chauffage individuel fossile grâce à la création d'une boucle d'eau secondaire dans la résidence.

LIVRAISON 2022 ET OBJECTIFS DE LIVRAISON DE CHALEUR EN TWH	2022	2030 SEUIL BAS	2030 SEUIL HAUT	2035 SEUIL BAS	2035 SEUIL HAUT
QUANTITE DE CHALEUR ENR&R	17	39,5	51	54,5	72

QUANTITE DE CHALEUR TOTALE	26	52,7	68	68	90

Les réseaux de froid ont été mis en place plus récemment. En 2022, les 40 réseaux de froid ont livré 0,99 TWh (contre 0,93 TWh en 2009). L'Etat a fixé les objectifs suivants de livraison de froid dans les réseaux :

LIVRAISON 2022 ET OBJECTIFS DE LIVRAISON DE FROID EN TWH	2022	2030	2035 SEUIL BAS	2035 SEUIL HAUT
LIVRAISON DE FROID DANS LES RESEAUX	1	2	2,5	3

ACTION CHAL.7

ACCELERER LE DEPLOIEMENT DES RESEAUX DE CHALEUR ET DE FROID EFFICACES

De nouveaux outils numériques, notamment les cartographies développées par la start-up d'Etat France Chaleur Urbaine https://france-chaleur-urbaine.beta.gouv.fr/ et l'outil EnRezo du CEREMA https://reseaux-chaleur.cerema.fr/espace-documentaire/enrezo qui identifient les zones à potentiel de déploiement de réseaux, permettront de renforcer la mobilisation pour la création des réseaux de chaleur et de froid en complément des actions de sensibilisation déjà réalisées. Les communes et intercommunalités de plus de 5000 habitants non équipées de réseaux et possédant un potentiel de déploiement seront incitées à réaliser des études de faisabilité. Par ailleurs, les EPCI de plus de 45 000 habitants devront réaliser des plans locaux d'approvisionnement en chaleur et froid, conformément à la directive efficacité énergétique révisée. Ces programmes d'actions permettront de développer une stratégie locale sur toutes les énergies à usage de chaleur et les réseaux associés.

Par ailleurs, les réseaux de chaleur continueront d'être accompagnés par le Fonds chaleur qui sera renforcé pour suivre la trajectoire attendue. Les exploitants de réseaux devront étudier la faisabilité de recourir à des solutions alternatives à la biomasse (géothermie, solaire thermique, etc.) dans le cadre du Fonds chaleur (méthode ENR Choix).

Le classement des réseaux de chaleur alimentés à plus de 50% par des énergies renouvelables ou de récupération permet de rendre obligatoire le raccordement au réseau des bâtiments neufs ou rénovés situés dans un périmètre de développement prioritaire. Ce dispositif pourra continuer à être déployé par les collectivités propriétaires de réseaux pour accélérer leur développement et les pérenniser.

D'autres mesures d'accélération seront étudiées ou expérimentées notamment l'accompagnement des travaux de création de boucles d'eau chaude secondaires dans les bâtiments collectifs, ou encore la fixation d'objectifs forts de raccordement aux réseaux de chaleur et de développement de la consommation de chaleur décarbonée dans les grandes opérations d'aménagement urbain (par exemple les OIN, les ORCOD-IN (réhabilitation de copropriétés dégradées, les zones d'aménagement concertées au-dessus d'une certaine taille), en conditionnant les financements de l'Etat/publics à ces engagements et en les renforçant).

3.1.6. La chaleur de récupération

La chaleur fatale est la chaleur générée par un procédé qui n'en constitue pas la finalité première et qui n'est pas nécessairement récupérée. Lorsque cette chaleur fatale est récupérée et valorisée, on parle de chaleur de récupération. Les sources de chaleur de récupération sont très diversifiées : il peut s'agir de la chaleur fatale des sites industriels, de bâtiments tertiaires (data centers, eaux usées, etc.), d'unités de valorisation énergétique des déchets ménagers existantes dits UVE (uniquement de la part non renouvelables de la chaleur qu'elles produisent), ou encore de la chaleur issue des sites de traitement d'autres déchets (traitement thermique des boues, etc.).

Un objectif de récupération de chaleur fatale livrée par les réseaux est fixé.

La récupération de chaleur fatale sur site doit également être développée et participe à réduire nos consommations énergétiques.

RECUPERATION DE CHALEUR 2022 ET OBJECTIFS DE RECUPERATION EN TWh	2022	2030 SEUIL BAS	2030 SEUIL HAUT	2035 SEUIL BAS	2035 SEUIL HAUT
RÉCUPÉRATION DE CHALEUR FATALE LIVRÉE DANS LES RCU	3,9	13,6	20	25	29

ACTION CHAL.8

ACCELERER LA RECUPERATION DE CHALEUR FATALE

Il sera étudié la création d'un mécanisme de garantie permettant de couvrir le risque de défaillance de l'industriel fournisseur de chaleur fatale ou du client. Le Fonds chaleur de l'ADEME permet dès à présent de financer une installation renouvelable de remplacement en cas de défaillance de l'industriel.

Par ailleurs, des études coût-avantage de récupération de la chaleur fatale seront imposées aux installations (nouvelles ou significativement modifiées) industrielles de plus de 8 MW, de service de plus de 7 MW ainsi qu'aux centres de données de plus de 1 MW. En ce qui concerne les installations existantes, les études de potentiel de valorisation de la chaleur fatale seront généralisées pour les installations de plus de 10 MW. Les centres de données de plus de 1 MW devront ainsi récupérer la chaleur fatale qu'ils produisent, sauf incompatibilité technico-économique, conformément aux exigences de la directive efficacité énergétique révisée.

Enfin, la récupération de chaleur fatale nucléaire pour alimenter les réseaux de chaleur sera étudiée. Les possibilités de récupération de chaleur sur les eaux usées (réseaux, stations d'épuration) seront approfondies : soutien au développement des technologies, aux projets dans le cadre du Fonds chaleur, etc.

3.2. Les combustibles solides de récupération

Les combustibles solides de récupération (CSR) sont des déchets qui ne sont pas recyclables et qui ont été spécifiquement préparés pour être utilisés comme combustibles dans certaines installations type chaudières industrielles. Les CSR visent à détourner du stockage (i.e. mise en décharge) des déchets non recyclables, et Et la création de chaudières CSR permettant de décarboner les mix de chaleur est une solution particulièrement adaptée pour des utilisateurs industriels. Ainsi, le Plan de relance de l'économie de 2020 a mis en place un dispositif spécifique de soutien à la chaleur bas carbone industrielle, qui a permis d'accompagner les entreprises industrielles dans l'utilisation de sources de chaleur moins émettrices de CO2, comme la biomasse ou les combustibles solides de récupération (CSR).

Cette utilisation des CSR s'inscrit dans l'objectif d'accompagnement de la filière de traitement de déchets et des collectivités pour se conformer aux objectifs de la loi de Transition énergétique pour la croissance verte qui visent une réduction de 50% des apports en installation de stockage de déchets non dangereux en 2025, et ceux de la loi anti-gaspillage (AGEC) qui imposent de valoriser énergétiquement 70% des déchets non recyclables d'ici 2025 La valorisation des CSR comme combustibles industriels offre un exutoire à une partie de ces 70% de déchets qui n'a pas pu faire l'objet d'une valorisation matière.

CONSOMMATION 2022 ET OBJECTIFS DE PRODUCTION DE CHALEUR EN TWh	2022	2030	2035 SEUIL BAS	2035 SEUIL HAUT
CSR	0,2	10	11	11

ACTION CHAL.9

SOUTENIR LE DEVELOPPEMENT DE CHAUFFERIES CSR

→ Lancer des appels à projet portés par l'Ademe pour soutenir le développement des chaufferies CSR.

→ Poursuivre la hausse de la TGAP sur l'enfouissement.

3.3. Les carburants liquides

3.3.1. La production de pétrole brut sur le territoire français

En 2023, la production nationale d'hydrocarbures liquides sur le territoire français est à hauteur de 584 114 tonnes. Depuis 2019, la production a baissé de 20 %. Elle est à un niveau très faible puisqu'elle représente moins de 1% de la consommation française d'hydrocarbures liquides.

Dans un objectif de lutte contre le changement climatique, la loi n°2017-1839 du 30 décembre 2017 mettant fin à la recherche ainsi qu'à l'exploitation des hydrocarbures et portant diverses dispositions relatives à l'énergie et à l'environnement vise à arrêter progressivement l'extraction des hydrocarbures en France d'ici le 1er janvier 2040.

Ainsi, le choix fait par la loi de 2017 a été de ne plus délivrer de nouveaux permis d'exploration afin de conduire à une extinction progressive de la production nationale résiduelle d'hydrocarbures.

Si de nouveaux permis d'exploration d'hydrocarbures sur l'ensemble du territoire national ne peuvent plus être délivrés, les titulaires de permis d'exploration en cours de validité conservent la possibilité d'obtenir une concession, et ceux détenteurs de concession en cours de validité peuvent voir leur titre prolongé, dans les conditions fixées par la loi. Dans tous les cas, l'exploitation de ces gisements ne peut excéder la date butoir du 1er janvier 2040.

3.3.2. Le raffinage

Malgré une légère baisse de la consommation en carburant, l'activité des 6 raffineries françaises reste soutenue, notamment avec l'arrêt de l'importation de produits raffinés russes, en particulier de gazole.

Les raffineries françaises sont engagées dans une démarche de réduction de l'empreinte carbone, parfois avec la mise en place de co-traitement. Certaines se transforment en bioraffineries comme La Mède en 2019 et Grandpuits d'ici 2025. Ces transformations pour la transition énergétique nécessitent une adaptation technologique importante et par conséquent des investissements importants.

3.3.3. Les biocarburants et carburants de synthèse

Actuellement, la consommation de biocarburants provient majoritairement de biocarburants de première génération (dits « 1G »), qui sont produits à partir de ressources agricoles pouvant aussi avoir des usages alimentaires, pour partie importés. Afin de limiter l'impact de la production de ces biocarburants de première génération sur les cultures alimentaires, leur utilisation est plafonnée à 7 % dans le respect des textes européens. La production de biocarburants de première génération est intégrée aux filières agricoles/agroalimentaires françaises. Elle permet la production de coproduits alimentaires valorisés dans l'élevage (tourteaux).

L'enjeu actuel est donc de développer la production de biocarburants dits « avancés », issus principalement des coproduits, résidus et déchets n'étant pas en concurrence avec l'alimentation ou s'intégrant dans la gestion durable forestière. Les biocarburants accompagneront la trajectoire de décarbonation de la mobilité dans les segments dans lesquels les alternatives sont difficiles à mettre en œuvre, en particulier lorsque la solution décarbonée est peu mature, ou inexistante.

A court terme, la production de ces biocarburants avancés doit compléter l'offre de biocarburants 1G pour entamer la décarbonation de la mobilité lourde (maritime, fluvial, aérien) en plus du transports terrestres[OBJ]

A moyen et long termes, avec l'électrification du parc et la fin des moteurs thermiques de véhicules légers, ces carburants devront permettre une décarbonation plus forte de la mobilité lourde (transports aérien et maritime, engins de chantier, engins agricoles et sylvicoles, transports ferroviaire et fluvial, pêche, etc.). De nouvelles installations de production de carburants de synthèse pourront également être développées pour renforcer la décarbonation de la mobilité lourde et limiter les pressions et les enjeux de bouclage offre/demande sur la biomass.

Les carburants de synthèse joueront également un rôle dans la décarbonation de la mobilité lourde, notamment aérienne et maritime. La réglementation européenne donne dès a présent des objectifs d'incorporation qui devrait contribuer à donner de la visibilité aux porteurs de projet. Le mécanisme pris en transposition des objectifs de la directive REDIII devra ainsi contribuer à l'émergence des premiers projets de production en Europe, contribuant ainsi à notre souveraineté énergétique.

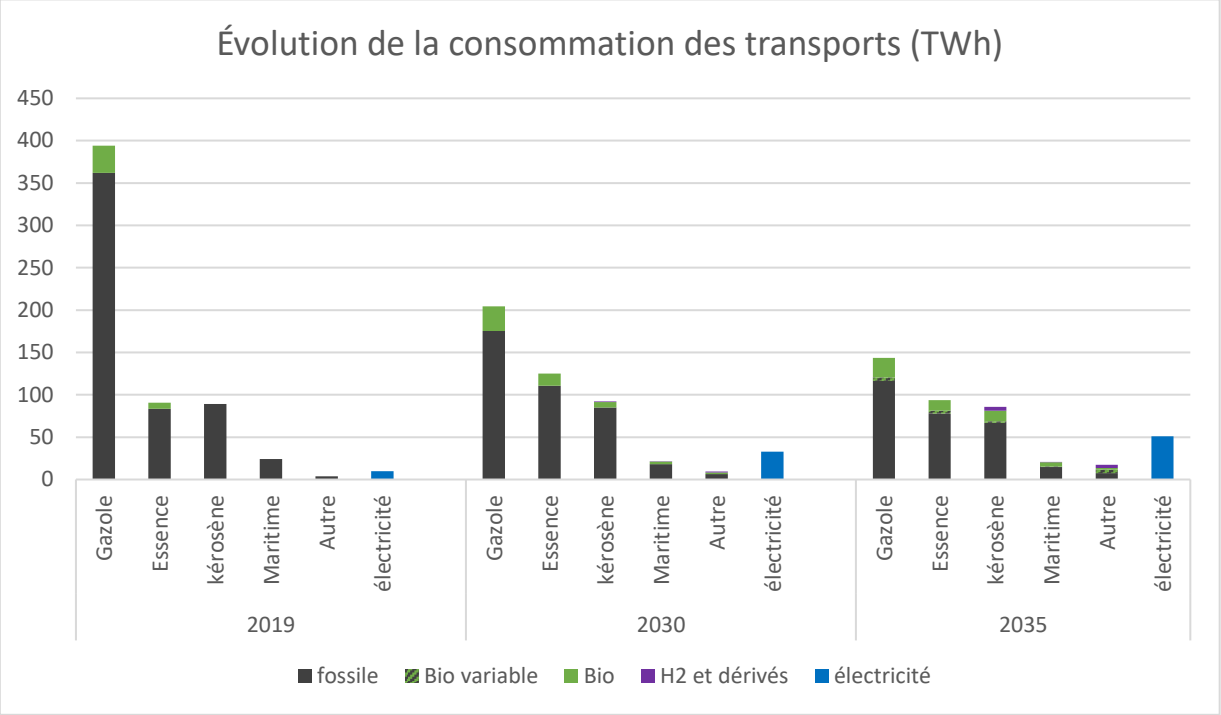


Figure 21. Evolution de la consommation d'énergie des transports (en TWh). Les données de consommation de 2020 et 2021 étant affectées par la crise COVID, l'année 2019 est retenue comme référence

En 2030, le besoin en biocarburants pour les transports terrestres, aériens et maritimes est estimé à 50-55 TWh en métropole.

En 2035, les hypothèses du scénario énergie-climat provisoire pourraient conduire à une consommation de l'ordre de 70-90 TWh, pour les biocarburants des transports, des usages non énergétiques et de la production électrique outre-mer, et une augmentation pour l'agriculture, les transports maritimes et le secteur aérien.

La production nationale de biocarburant attendue en 2030 et 2035 sera d'environ 50 TWh. Elle reposera partiellement comme aujourd'hui sur des importations de matières premières issues de filières dont la durabilité est traçable et sécurisée (pour les huiles usagées notamment).

Il est souligné que les chiffres de consommation et de production de biomasse font l'objet de modélisations complémentaires, en cours de finalisation, dans le cadre la préparation de la SNBC, qui pourront conduire à réviser les trajectoires ci-dessus.

La taxe incitative relative à l'utilisation d'énergie renouvelable dans le transport (TIRUERT) fixe un objectif d'incorporation d'énergie renouvelable pour les carburants. Le principe de ce dispositif est que l'incorporation d'énergie renouvelable permet au redevable de ne pas payer cette taxe dès lors que l'objectif cible est atteint.

Afin de valoriser les biocarburants ayant le plus fort taux de réduction d'émission de gaz à effet de serre, un nouveau mécanisme viendra remplacer la TIRUERT et fixera des objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre, sous la forme d'une réduction du contenu carbone par unité d'énergie utilisée dans le secteur des transports du puits à la roue. Un objectif d'utilisation d'énergie renouvelable par carburant sera également imposé en supplément afin d'assurer la contribution de ces secteurs à la réduction des émissions de GES, en cohérence avec la structure des objectifs de RED3.

Sur la base des trajectoires précédentes (consommation de gazole et d'essence, volumes de biocarburants à incorporer, nombre de véhicules électriques, quantité d'électricité consommée dans la mobilité, volume d'hydrogène consommé dans la mobilité), la trajectoire nationale du nouveau mécanisme de réduction des émissions de gaz à effet de serre proposée serait la suivante.

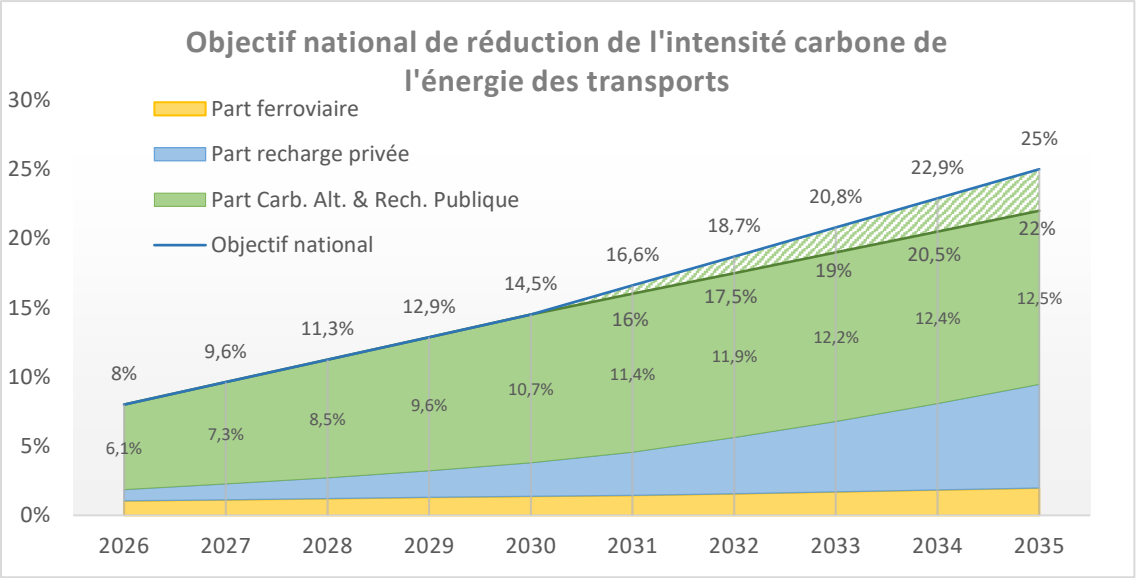


Figure 22. Trajectoire nationale et contribution du mécanisme à l'objectif de réduction des émissions de GES dans les transports. A l'horizon 2035, l'objectif de réduction de l'intensité carbone de l'énergie des transports se situe entre 22 et 25%.

La TIRUERT Aviation actuelle sera également revue afin de prendre en compte les dispositions du règlement Refuel Aviation qui impose des objectifs d'incorporation spécifiques pour l'aérien homogène dans l'UE en volume pour les biocarburants non 1G à compter de 2025 et des sous-objectifs d'incorporation pour les carburants synthétiques à compter de 2030, et de prévoir leur bonne articulation avec la Directive RED III.

Pour le transport terrestre, l'assiette du mécanisme pourra évoluer afin de prendre en compte le GNV et le GPL. Des dispositions particulières pourront être prises pour soutenir la décarbonation des véhicules plus difficiles à électrifier, comme les engins non routiers (engins agricoles, BTP…).

ACTION CARB.1

SOUTENIR LE DEPLOIEMENT DES BIOCARBURANTS

→ Accompagner l'installation de premières implantations industrielles de production de biocarburants avancés, en particulier pour l'aviation et le maritime ;

→ Définir une trajectoire pluriannuelle d'objectifs d'incorporation dans les carburants, pour atteindre une réduction de l'intensité carbone de l'énergie des transports de 14,5% en 2030[OBJ]. Une concertation sur cette trajectoire a été lancée en juillet 2023 ;

→ Accompagner l'adaptation de la logistique pétrolière au développement des biocarburants, notamment en incluant les biocarburants dans les réflexions sur le stockage stratégique.;

→ Orienter les consommations vers des carburants à très fortes teneurs en biocarburants (B100, etc.), et les orienter progressivement vers les secteurs qui auront durablement peu d'alternatives (engins lourds de chantier, engins agricoles, transport aérien, transport maritime, pêche, …).

3.3.4. Le GPL

Le gaz de pétrole liquéfié (GPL) est utilisé comme combustible et carburant. Bien que ne représentant qu'une faible part de l'énergie primaire consommée en France, pour son utilisation en combustible c'est un vecteur énergétique important dans les zones hors des réseaux de distribution de gaz. Il est donc clé dans certaines zones rurales et les pistes proposées par la filière seront étudiées. Pour son emploi en carburant, l'usage de **GPL** bas carbone pourra être incité à travers le mécanisme incitant à la réduction de l'intensité carbone des carburants. (cf § 3.3.3 Les biocarburants et carburants de synthèse).

3.4. Le gaz

3.4.1. Le gaz naturel

État des lieux et perspectives de la production nationale de gaz naturel

La France dispose de peu de ressources conventionnelles de gaz naturel sur son territoire. L'exploitation commerciale du gisement de Lacq, le principal gisement de gaz naturel français, est aujourd'hui limitée et sa production n'est, depuis 2013, plus injectée dans le réseau mais directement consommée sur site. La loi n°2017-1839 du 30 décembre 2017 prévoit par ailleurs l'arrêt progressif de la recherche et de l'exploitation de nouvelles ressources.

Approvisionnement en gaz naturel

En l'absence de production nationale significative, l'approvisionnement en gaz naturel repose sur des importations. Deux types de gaz naturel sont distribués en France par le biais de réseaux distincts, à savoir le gaz à haut pouvoir calorifique ou gaz H pour 94 % de la consommation et le gaz à bas pouvoir calorifique ou gaz B. Afin d'assurer un haut niveau de sécurité d'approvisionnement en gaz H, la France s'est dotée d'une infrastructure comprenant cinq interconnexions permettant de réaliser des importations et cinq terminaux méthaniers. Cette infrastructure permet ainsi un accès à des sources diversifiées de gaz naturel.

La réduction des exportations de gaz russe vers l'Union européenne, à partir de l'année 2021, a fortement modifié l'origine du gaz naturel importé en France. La Norvège reste le principal fournisseur de gaz naturel de la France, fournissant environ un tiers des importations françaises de gaz H (33% en 2023). Les importations de gaz naturel liquéfié (GNL) ont fortement augmenté, les Etats-Unis étant désormais la deuxième source du gaz H importé en France (25 % des importations de gaz H en 2023), devant la Russie (13%), l'Algérie (12%) et le Qatar (6%). De manière générale, la diversification des sources d'approvisionnement a eu tendance à s'accroitre ces dernières années, avec la réduction des importations en provenance de Russie et l'augmentation des importations de GNL.

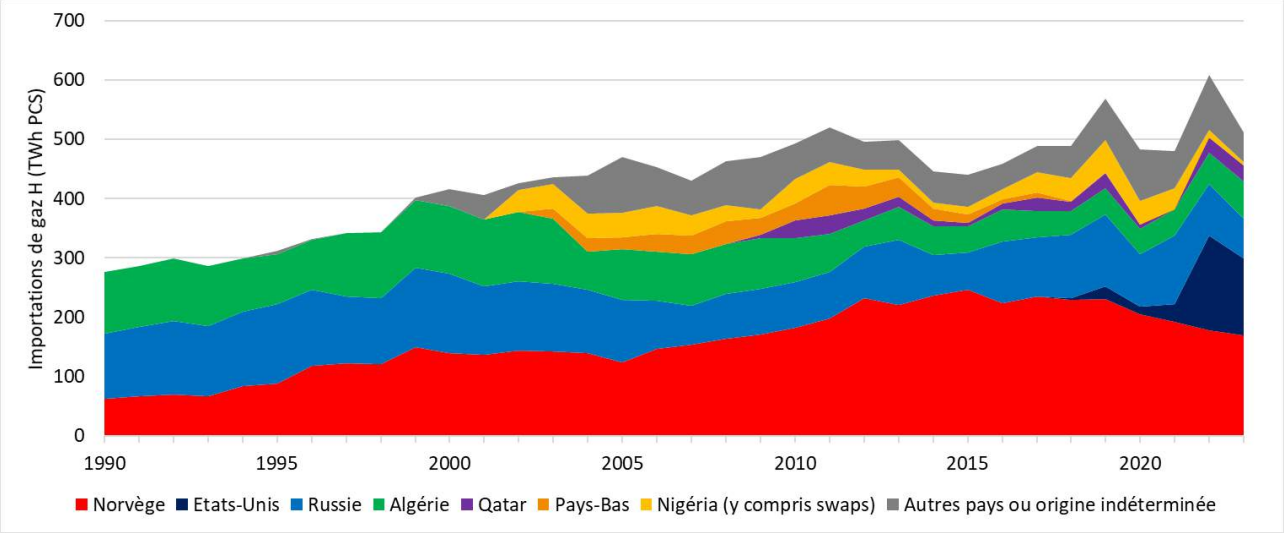


Figure 23. Origine des importations françaises de gaz naturel à haut pouvoir calorifique depuis 1990 (source : SDES et GRTgaz)

Le cas particulier du gaz naturel à bas pouvoir calorifique

Les consommateurs de gaz naturel d'une grande partie de la région Hauts-de-France sont alimentés par un réseau distinct en gaz naturel à bas pouvoir calorifique, dit gaz B. La totalité du gaz B est importée des Pays-Bas, et était historiquement en grande majorité extrait du gisement de Groningue.

A la suite du constat d'une augmentation de la fréquence et de l'intensité de l'activité sismique autour du gisement de Groningue, dans une zone jusqu'ici classée comme asismique, le gouvernement néerlandais a annoncé une réduction du plafond de production du gisement, puis un arrêt de la production en 2024. Les exportations se poursuivent à partir d'autres sources mais leur arrêt est prévu en 2029.

Afin d'assurer la continuité d'approvisionnement des consommateurs de gaz B, une conversion progressive du réseau au gaz H a été lancée. Il s'agit d'une opération de grande ampleur qui nécessite des aménagements des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel, ainsi que des interventions sur chaque site de consommation pour contrôler la possibilité des différents appareils à gaz (chaudières, chauffe-eaux, gazinières, fours et équipements industriels, etc.) à être alimentés en gaz H. Certains appareils devront être réglés, adaptés, voire dans certains cas remplacés, pour garantir la sécurité des personnes et des biens.

L'opération de conversion du réseau de gaz à bas pouvoir calorifique a débuté en 2018 pour s'achever au plus tard en 2029. Elle est réalisée par portion successive du réseau de gaz B.

3.4.2. Le gaz renouvelable

Au 30 juin 2024, 694 installations ont injecté du biométhane dans les réseaux de gaz naturel. Leur capacité s'élève à 12,5 TWh/an, en progression de 5,9% par rapport à fin 2023.

En 2030, la PPE 3 fixe un objectif de 50 TWh de production de biogaz, dont 44 TWh injectés dans le réseau de gaz distribué en France, ce qui représenterait environ 15 % de la consommation de gaz de réseau. L'atteinte de cet objectif suppose de développer fortement les cultures intermédiaires à vocation énergétique et de mobiliser davantage les effluents d'élevage et les résidus de culture pour la production de biométhane injecté. Il convient de souligner l'intérêt du développement des cultures intermédiaires entre des cultures principales dans un objectif agroécologique, notamment en termes de stockage de carbone et de réduction des pertes d'azote. Leur développement devra

toutefois tenir compte des conditions agronomiques et de la place des cultures intermédiaires à vocation énergétique dans les cycles culturaux. L'utilisation de cultures intermédiaires ainsi que la mobilisation des effluents d'élevage pour la production de biogaz permettent une diminution des émissions de gaz à effet de serre (méthane), une meilleure gestion de l'azote en agriculture et une réduction du recours aux engrais minéraux de synthèse.

En 2035, la production de biogaz par méthanisation pourrait être comprise entre 50 et 85 TWh en cohérence avec les hypothèses actuelles pour la production de biomasse à cet horizon. En fonction de leur niveau de maturité et de leur coût de déploiement, d'autres technologies (pyrogazéification, gazéification hydrothermale…) exploitant des ressources non concurrentes, en particulier non utilisables en méthanisation, pourraient permettre d'accroître encore cette production.

Il est souligné que les estimations de consommation et de production de biomasse font l'objet de modélisations complémentaires, en cours de finalisation dans le cadre la préparation de la SNBC, qui pourront conduire à réviser les trajectoires ci-dessus.

Conformément aux dispositions de la Loi Climat et Résilience, la politique de soutien au biométhane injecté, essentiellement portée jusqu'à présent par un dispositif budgétaire d'obligation d'achat, a vocation à être complétée à partir de 2026 par un dispositif extra-budgétaire consistant en une obligation d'incorporation imposée aux fournisseurs de gaz naturel, qui devront obtenir et restituer à l'Etat des certificats de production de biométhane (CPB). Les derniers textes nécessaires à l'entrée en vigueur de ce dispositif ont été publiés en juillet 2024.

Si le coût de production du biométhane demeure trois à quatre fois plus élevé que le coût du gaz naturel, il répond en tant que gaz renouvelable à l'enjeu climatique majeur de décarbonation de la consommation de gaz naturel, mais aussi à un enjeu de souveraineté énergétique en substituant nos importations de gaz fossile par une production nationale de biogaz, ainsi qu'à des enjeux économiques en offrant des revenus complémentaires, stables et sécurisés, à de nombreuses exploitations agricoles, et plus largement des opportunités de développement aux entreprises françaises, bien positionnées sur le secteur.

ACTION GAZ.1

SOUTENIR LE DEPLOIEMENT DES GAZ RENOUVELABLES

→ Définir une trajectoire d'obligation de restitution de Certificats de Production de Biogaz (CPB) pour la période 2028-2035, en cohérence avec les objectifs de production de biométhane de la PPE 3, prenant en compte à la fois la nécessaire décarbonation de la consommation de gaz et l'impact sur le coût pour les consommateurs dans un contexte d'augmentation générale des prix du gaz.

→ Ajuster le niveau du soutien public du guichet ouvert d'obligation d'achat (octroyé par arrêté tarifaire) pour les petites installations dont la production annuelle prévisionnelle est inférieure à 25 GWh PCS par an, dans l'objectif d'assurer un équilibre global entre le soutien budgétaire et le soutien extra-budgétaire au développement du biométhane injecté.

Renforcer les contrôles concernant la part des cultures principales autorisée en méthanisation (aujourd'hui fixée à 15 %) ;

3.4.3. Hydrogène

Chaque année, en France, environ 900 000 tonnes d'hydrogène sont produites à partir de sources fossiles, dont environ une moitié est co-produite, et alimente principalement des activités de raffinage, de production d'engrais ou encore le secteur de la chimie.

Pour atteindre les objectifs de neutralité carbone, il est nécessaire de :

→ Décarboner les usages existants de l'hydrogène (hors co-produit), notamment par la production d'hydrogène par électrolyse de l'eau ;

→ répondre aux nouveaux besoins en hydrogène décarboné en priorisant les usages, à la fois industriels et en mobilité, compte tenu de l'important volume d'électricité que mobilise la production d'hydrogène par électrolyse.

La France a adopté en 2020 une stratégie ambitieuse pour accélérer le déploiement de la production d'hydrogène par électrolyse et son utilisation. Cette stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène bas carbone vise la maitrise de l'ensemble de la chaine de valeur, de ses produits et de ses technologies clés. Par le soutien à des projets de recherche et développement jusqu'à l'industrialisation, comme avec les programmes de France 2030 et le Projet important d'intérêt européen commun (PIIEC) Hydrogène, la stratégie vise à faire émerger 5 gigafactories d'électrolyseurs, ainsi qu'une filière d'équipementiers pour la mobilité hydrogène.

Au travers du plan de relance de 2020-2021 puis du plan d'investissement France 2030, ainsi que du budget général, l'Etat a annoncé un engagement de près de 9 Mds€ d'ici 2030, avec un double objectif de développement technologique et de transition écologique.

La stratégie hydrogène déployée depuis septembre 2020 a déjà soutenu environ 300 MW de capacité d'électrolyse, tant à l'échelle locale qu'à des dimensions industrielles, en plus de différents investissements déjà réalisés sur l'ensemble de la chaîne de valeur. Cet effort public d'ampleur au niveau national pourrait néanmoins s'avérer insuffisant pour atteindre les objectifs européens en la matière et des efforts seront nécessaire, tant du secteur privé que via les instruments financiers de l'union européenne pour soutenir l'hydrogène décarboné.

Plusieurs consultations de l'ensemble des parties prenantes ont été menées en 2023 et 2024 devant aboutir à la mise à jour de la stratégie hydrogène française en 2024.

Le développement de l'hydrogène produit par électrolyse induira de fait une augmentation des volumes d'électricité transitant sur les réseaux d'électricité. Pour gérer les pointes de consommation, les possibilités de réduction de consommation des électrolyseurs sur ces périodes seront étudiées et encouragées. Cette réduction par des effacements ponctuels contribuera notamment à la sécurité d'approvisionnement en électricité. Des modes de fonctionnement flexibles permettraient en outre de concentrer la production d'hydrogène lors des périodes où l'électricité bon marché et décarbonée est abondante, et ainsi d'optimiser le fonctionnement du système. Ces possibilités supposent cependant de mettre en place des stockages d'hydrogène pour maintenir un approvisionnement continu en hydrogène des clients industriels.

L'objectif actualisé est d'installer jusqu'à 6,5 GW d'électrolyseurs en 2030. Cette capacité sera alimentée par le mix électrique français, décarboné, ou par des installations de production d'électricité renouvelable dédiées, en fonction de l'optimum économique qui sera trouvé pour chacune des installations.

ACTION GAZ.2

FAVORISER LA CONSOMMATION D'HYDROGÈNE DÉCARBONÉ DANS L'INDUSTRIE EN LIEN AVEC LES AMBITIONS EUROPÉENNES.

La directive énergie renouvelable (RED III) fixe des objectifs ambitieux en matière de part de consommation d'hydrogène décarboné dans l'industrie et les transports. La France portera la nécessité du soutien de l'Union européenne en faveur de toutes les énergies décarbonées.

L'Etat prévoit, en plus des différents investissements sur les équipements de la filière hydrogène déjà réalisés, de lancer un mécanisme de soutien à la production d'hydrogène renouvelable et bas-carbone destiné à l'industrie.

ACTION GAZ.3

POURSUIVRE LE DÉPLOIEMENT DE LA PRODUCTION D'HYDROGÈNE, EN PRIORITE A PROXIMITE DES GRANDS PÔLES DE CONSOMMATION

La production d'hydrogène sera soutenue selon trois axes : (i) les pôles de consommation « centralisés » dans les plus grandes plateformes industrielles (Fos-sur-Mer, Dunkerque, vallée de la chimie et vallée de la Seine), (ii) des pôles « semi-centralisés » autour des plateformes industrielles de plus petite taille et, (iii) si le bilan économique s'en confirme, une activité plus diffuse, limitée à des cas d'usage particulier ou au besoin d'un maillage pour les mobilités lourdes ou intensives.

Un effort particulier doit être fait pour assurer, à horizon 2030, que les principaux bassins industriels français bénéficient de premières capacités de production d'hydrogène décarboné

ACTION GAZ.4

ANTICIPER LE DÉVELOPPEMENT DES INFRASTRUCTURES D'HYDROGÈNE :

La France soutiendra dans les années à venir le déploiement d'une production nationale d'hydrogène. Le développement prioritaire des infrastructures sera ciblé sur des réseaux intra-hubs, et sur leur connexion aux infrastructures de stockage, afin d'optimiser la production, le stockage et l'utilisation de l'hydrogène au sein de ces hubs industriels. Le réseau d'hydrogène devra être développé à côté des réseaux méthane existants, au regard des caractéristiques distinctes des deux gaz, et de la nécessité de continuer à dédier la majorité des réseaux de transport actuels à l'acheminement du méthane au moins jusqu'en 2035.

La France poursuivra par ailleurs les premières études engagées concernant les perspectives et besoins d'imports, que l'Etat juge aujourd'hui limités, et leurs implications en termes de développement et de financement d'un réseau de grand transport. Ces perspectives pourraient notamment impliquer à l'avenir l'ammoniac et les dérivés d'hydrogène.

3.4.4. Le gaz de récupération produit par gazéification

La programmation pluriannuelle de l'énergie pourrait ne pas définir d'objectifs sur ce sujet à l'horizon 2035. Le scénario de la SNBC ne prend pas en compte à ce stade de volumes significatifs de gazéification.

3.5. L'électricité

L'électricité représente aujourd'hui un peu plus d'un quart de la consommation d'énergie finale en France. Elle est très majoritairement décarbonée grâce à la production nucléaire (environ 65 % en 2022) et renouvelable (environ 25% en 2022).

Malgré une baisse globale de la consommation d'énergie, la consommation d'électricité va augmenter fortement sous l'effet de l'électrification (directe ou via l'hydrogène ou les e-fuel) de nombreux usages (transport, chauffage, industrie…) pour représenter plus de 50% de nos consommations énergétiques à l'horizon 2050. Cela conduit à **une nette inflexion du besoin de développement des énergies électriques décarbonées dès 2025 et à la nécessité d'une remontée de la production nucléaire par rapport à son niveau de 2022.**

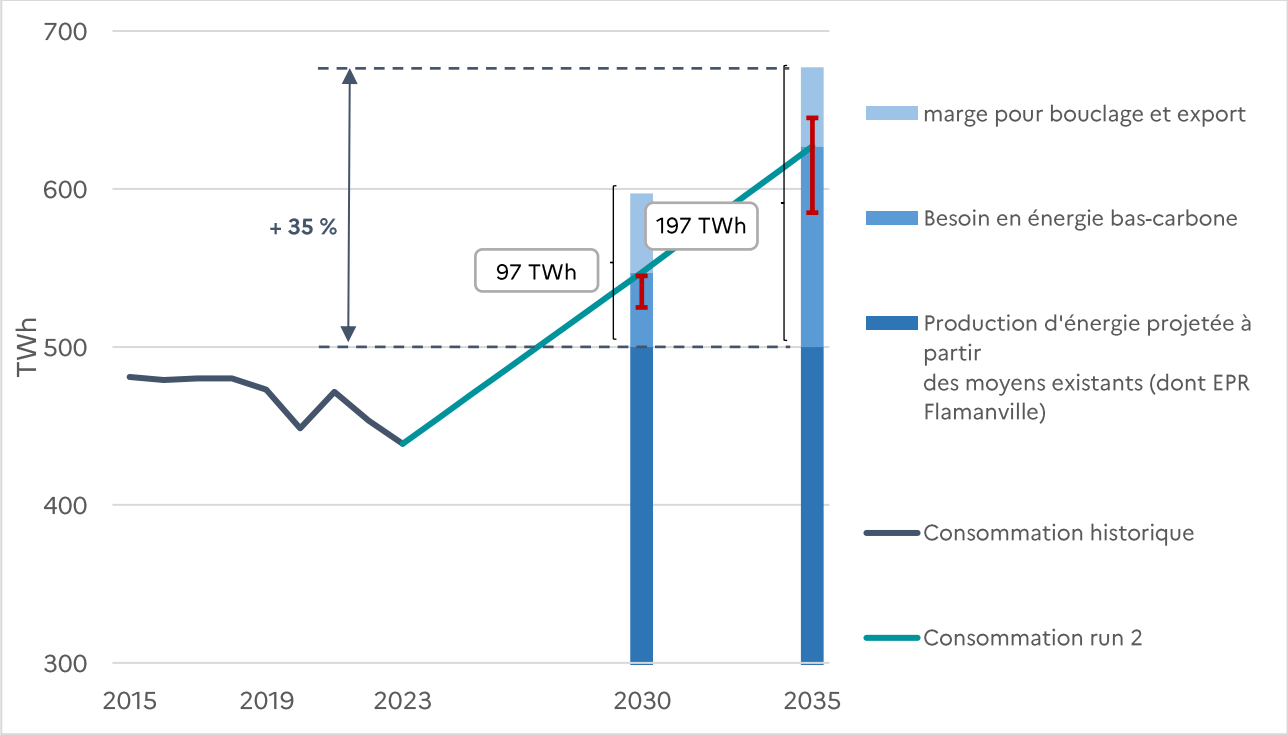


Figure 24. Projection de la consommation d'électricité à 2030 et 2035 (Source : modélisations SGPE/DGEC)

Afin de faire face à ces hausses de consommation, il est nécessaire de reposer sur un mix électrique s'appuyant sur les deux piliers de production bas carbone disponibles – le nucléaire, avec le renforcement de la production du parc existant et la construction de nouveaux réacteurs, et les énergies renouvelables électriques, qui devront être fortement développées, en tenant compte des temps de développement propres à chaque filière. Les analyses, dont celles de RTE présentées initialement dans son rapport « Futurs Energétiques 2050 » publié fin 2021 puis confortées par son bilan prévisionnel 2023, ont en effet montré que la logique d'addition des productions d'électricité bas carbone, à travers le développement des énergies renouvelables et la poursuite du fonctionnement des réacteurs nucléaires existants, augmentait les chances d'atteindre nos cibles climatiques et était économiquement performante.

Au-delà des projets déjà engagés (réacteur de Flamanville 3, parcs éoliens terrestres et en mer, projets photovoltaïques) et de l'objectif de redresser la disponibilité des réacteurs nucléaires existants :

- **D'ici 2030,** 4 nouveaux parcs éoliens en mer supplémentaires issus des appels d'offres 1 à 3 seront mis en service (les parcs de Saint-Nazaire, Fécamp et Saint-Brieuc le sont déjà), **ce qui portera à 7 le nombre total de parcs éoliens en mer en service**. Le développement de projets supplémentaires d'éolien terrestre et de photovoltaïque, qui seuls sont en mesure de contribuer significativement à l'augmentation des capacités de production d'électricité décarbonée à cet horizon, sera poursuivi ;
- **Entre 2030 et 2035,** la mise en service des parcs éoliens en mer actuellement en développement, en cours d'attribution ou planifiés, notamment à l'issue de l'exercice de planification en cours de finalisation, apportera une contribution complémentaire significative, avec **une quinzaine de parcs éoliens supplémentaires mis en service** ;
- **Post 2035, le déploiement progressif des nouveaux EPR 2 et de petits réacteurs nucléaires modulaires ou innovants, de même que la poursuite de fonctionnement du parc de réacteurs nucléaires existant,** permettront de renforcer significativement le parc de production électrique en complément de la poursuite du développement des énergies renouvelables.

Si le scénario central retenu dans le présent document est par prudence celui d'une production nucléaire de 360 TWh, sur toute la période, l'objectif donné à EDF, et endossé par la direction de l'entreprise comme ambition managériale, est d'atteindre une production nucléaire annuelle dépassant 400 TWh. Comme RTE dans son bilan prévisionnel, il a été décidé de prendre en compte dans les modélisations une hypothèse prudente de production moyenne annuelle de 360 TWh d'ici 2035 au cas où des aléas surviennent. Par rapport à l'année 2022, au cours de laquelle la production nucléaire a été de 280 TWh, cela représente une hausse de production nucléaire de 80 TWh dans le scénario médian et de 120 TWh dans le scénario cible.

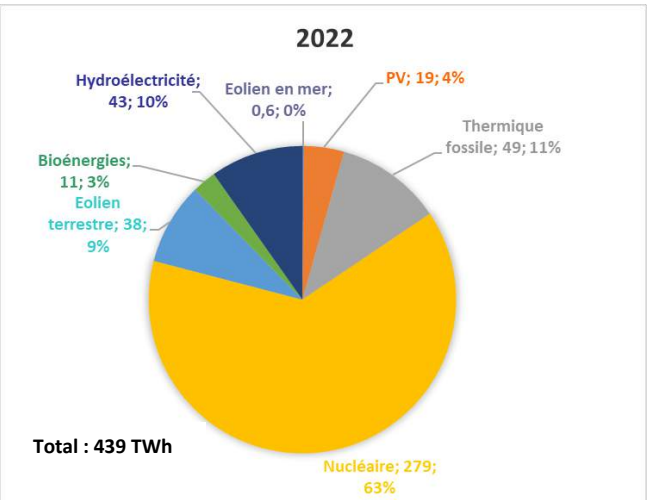
Tous les investissements permettant de retrouver des capacités de gestion à la pointe seront priorisés. Le développement de capacités hydroélectriques est possible – de façon toutefois limitée en l'absence de renouvellement des concessions - et nécessaire : même si l'énergie totale produite n'augmentera pas nécessairement significativement du fait de l'impact probable du dérèglement climatique sur la ressource en eau (baisse de débit, multi-usage de l'eau), le développement de la puissance totale installée constituera un précieux levier pour l'équilibre du système électrique tant pour les pointes de consommation que pour le volume total de production.

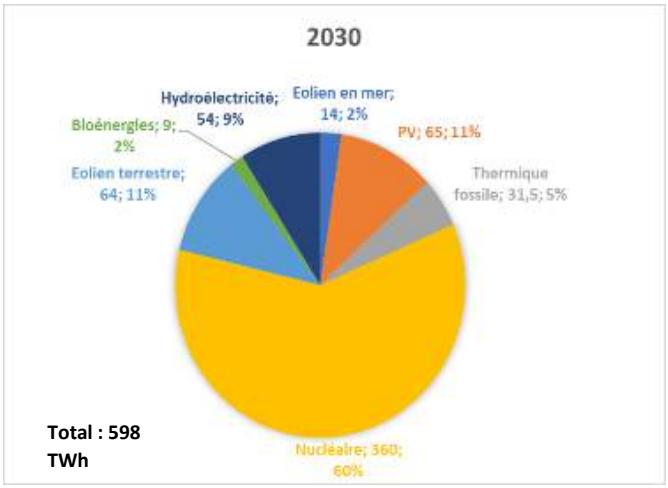


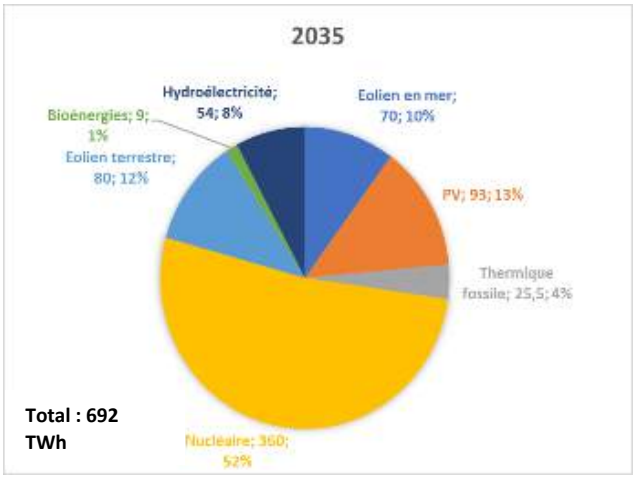
Figure 25. Temporalité des leviers disponibles pour assurer le bouclage énergétique en électricité[29]

Les graphiques ci-dessous présentent les moyens de production d'électricité aux horizons de la PPE quand les mesures prévues dans la présente PPE seront adoptées. Le respect des trajectoires basses de la PPE 3 implique une production supplémentaire d'électricité d'origine renouvelable d'un peu moins de 200 TWh en 2035 par rapport à 2022. En 2030, la PPE devrait conduire à une production d'environ 206 TWh d'électricité d'origine renouvelable, 31,5 TWh d'électricité d'origine thermique et 360 TWh d'origine nucléaire, soit 35 % de la production d'électricité d'origine renouvelable et 60 % de la production d'électricité d'origine nucléaire. En 2035, la PPE devrait conduire à une production d'a minima 306 TWh d'électricité d'origine renouvelable, 25,5 TWh d'électricité d'origine thermique et 360 TWh d'origine nucléaire, soit 44 % de la production d'électricité d'origine renouvelable et 52 % de la production d'électricité d'origine nucléaire.

Mix électrique







[29] Les projets d'éolien en mer lancés depuis 2010 vont rejoindre progressivement le parc de production pour représenter 3.6 GW en 2030 dont 1.5 GW déjà en service mi-2024. Est donc affiché ici uniquement l'horizon de mise en service de nouveaux projets. Ce graphique ne présente pas l'enjeu d'augmentation de la production nucléaire du parc existant puisqu'il ne s'agit pas de nouvelles capacités.

Figure 26. Mix de production électrique en 2022 et prévisions 2030 et 2035 tel que prévu par la PPE[30] (volume de production de chaque filière en TWh et part dans le mix en pourcentage)

Les travaux en cours sur le troisième plan national d'adaptation au changement climatique **envisagent d'intégrer les conséquences des changements de consommation et de production dans les exercices de programmation énergétiqu**e : des « stress-tests » modélisant des situations extrêmes (canicule ou vague de froid combinées à des périodes sans vent) permettront d'estimer la résilience du système électrique. Les modélisations sont effectuées par RTE dans le cadre de l'élaboration des bilans prévisionnels.

3.5.1. Les énergies renouvelables électriques

En 2035, il faudra **produire au moins 197 TWh supplémentaires d'électricité à partir d'énergies renouvelables** par rapport à 2022 pour répondre à la croissance de la demande et assurer notre sécurité d'approvisionnement (Figure 24). Ceci sera permis par le déploiement volontariste de l'ensemble des filières (photovoltaïque, éolien et hydroélectricité) **pour atteindre environ 120 GW en 2030 et entre 160 et 190 GW en 2035**, ce qui implique notamment :

- Pour le photovoltaïque : **doubler le rythme annuel de développement de nouvelles capacités** par rapport au rythme de ces dernières années, en travaillant à une répartition équilibrée entre centrales au sol, grandes toitures, et résidentiel ;
    - Pour l'éolien terrestre : **maintenir le rythme actuel** de déploiement à 1,5 GW/an en veillant à une répartition plus équilibrée des installations sur le territoire et en investissant dans le repowering d'installations existantes.

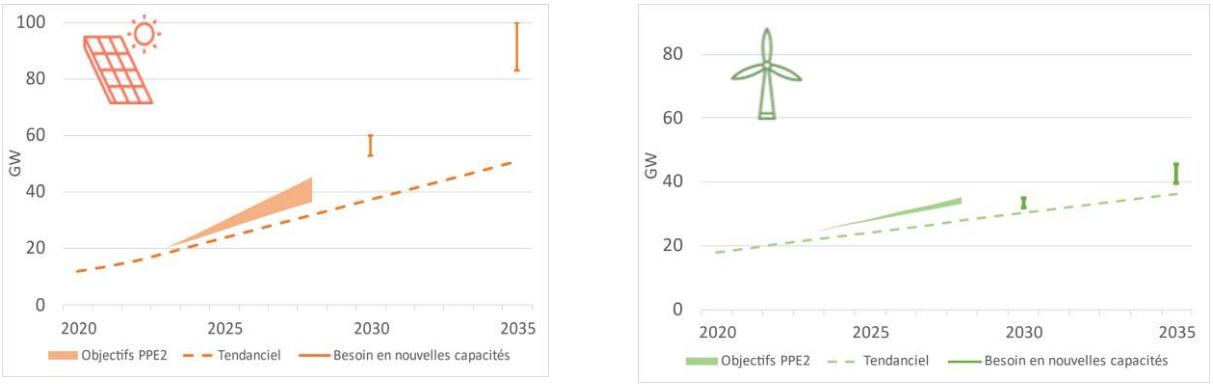


Figure 27. Trajectoire de développement des énergies renouvelables terrestres en GW (Source : modélisations DGEC)

Pour l'éolien en mer : **accélération du rythme d'attribution des capacités d'éolien offshore pour viser 18 GW de puissance installée en 2035**, (i) en élaborant une planification par façade maritime, (ii) en lançant un (ou plusieurs) appels d'offres supplémentaire(s) représentant jusqu'à 10 GW (en plus des procédures déjà lancées), avec l'objectif d'une attribution d'ici à la fin de l'année 2026 et (iii) en poursuivant le développement de la filière de l'éolien flottant.

[30] Conformément à l'article L. 141-4 du code de l'énergie, la programmation pluriannuelle de l'énergie sera actualisée au moins tous les cinq ans, ce qui permettra d'assurer la cohérence des cibles de production et de consommation à horizon 2035.

Pour l'hydroélectricité : **augmenter les capacités installées de 2,8 GW à horizon 2035,** en grande partie sur des installations existantes.

La PPE3 renforce donc le développement des énergies renouvelables électriques et les objectifs suivants sont fixés :

CAPACITÉ INSTALLÉE EN GW	2022	2030	2035
PHOTOVOLTAÏQUE	15,9	54 à 60	75 à 100
EOLIEN TERRESTRE	20,6	33 à 35	40 à 45
EOLIEN EN MER	0,5	3,6	18
HYDRO-ÉLECTRICITÉ (DONT STEP)	25,7	26,3	28,5

Le respect des trajectoires basses présentées ci-dessus permet une production supplémentaire d'électricité d'origine renouvelable d'un peu moins de 200 TWh en 2035 par rapport à 2022.

ÉNERGIE PRODUITE EN TWh	2022	2030	2035
PHOTOVOLTAÏQUE	19	~65	~93
EOLIEN TERRESTRE	39	~64	~80
EOLIEN EN MER	1	~14	~70
HYDRO-ÉLECTRICITÉ (HORS STEP)	43[31]	~54	~54
TOTAL	101	~197	~298
			SOIT +197 TWh PAR RAPPORT À 2022

[31] Valeur non représentative au regard des conditions exceptionnellement chaudes et sèches de l'année 2022 qui a constitué la plus faible année de production hydroélectrique depuis 1976. A titre illustratif, les valeurs pour 2021 et 2023 étaient comprises entre 54 et 59 TWh.

ACTION ENER ELEC.1

POURSUIVRE LE SOUTIEN AUX FILIERES INDUSTRIELLES DES ENERGIES RENOUVELABLES

→ Accompagner les projets de relocalisation des filières industrielles clés de la transition énergétique (solaire, éolien terrestre et en mer, géothermie, pompe à chaleur, industrie des réseaux), dans le prolongement du groupe de travail pour la réindustrialisation des filières du renouvelable lancé en janvier 2023 en :

- formalisant pour des filières clés un pacte de filière, sur le modèle du pacte solaire et celui de l'éolien en mer
- mobilisant toutes les facilités possibles sous le règlement Net Zero Industry Act, notamment en matière d'organisation des appels d'offre, pour renforcer leur autonomie stratégique et leur résilience, en ayant davantage recours à des critères hors-prix.
- soutenant l'innovation et la structuration des filières industrielles concourant à la transition énergétique et au développement des énergies renouvelables à grande échelle avec notamment les outils du plan France 2030, des mesures de la loi du 23 octobre 2023 relative à l'industrie verte, et du crédit d'impôt industries vertes (C3IV).

→ Poursuivre notre stratégie de sécurisation des approvisionnements en métaux critiques de la transition énergétiques (lithium, nickel, cobalt, cuivre, aluminium, terres rares, etc.) pour en maitriser les chaines de valeur, de leur extraction jusqu'au recyclage. En plus du soutien aux projets via l'appel à projets France 2030 « métaux critiques », le crédit d'impôt industries vertes (C3IV) et le fonds d'investissement mis en place par l'Etat en 2023, une mise à jour de l'inventaire minier national, à travers le lancement d'une campagne de reconnaissance des ressources de notre sous-sol sera démarrée en 2024.

→ Caractériser les besoins en compétences et mettre en place dans le cadre d'une co-construction entre l'Etat, les Régions et les filières des plans de gestion prévisionnelle des compétences pour attirer, former et recruter les personnes nécessaires à la tenue des objectifs.

ACTION ENER ELEC.2

OPTIMISER LES DISPOSITIFS DE SOUTIEN PUBLIC AU REGARD DE L'IMPERATIF DE MAITRISE DE LA DEPENSE PUBLIQUE

→ Optimiser les dispositifs de soutien pour permettre le développement optimal des projets d'énergies renouvelables à un coût maîtrisé, notamment dans le cas de l'autoconsommation pour les particuliers.

→ Evaluer l'intérêt du recours à des appels d'offres mixtes, dans lesquels le contrat de complément de rémunération ne porte que sur une partie de l'énergie produite par l'installation, notamment pour l'éolien en mer, vis-à-vis de l'objectif de sécurisation des projets et d'optimisation de la dépense publique.

ACTION ENER ELEC.3

ACCELERER LA PLANIFICATION DES ENR AU NIVEAU LOCAL ISSUE DE LA LOI D'ACCELERATION DE LA PRODUCTION D'ENERGIES RENOUVELABLES DE 2023 (APER)

→ Accompagner les collectivités locales dans la définition des zones d'accélération des énergies renouvelables prévues par la loi, et les Régions pour les travaux des comités régionaux de l'énergie, et la mise à jour de leur schéma régional d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires (SRADDET) (cf. § 7.2 sur la mobilisation des territoires).

→ Favoriser la prise en compte des enjeux de biodiversité et de paysage au stade de la planification des projets d'énergie renouvelable, en cohérence avec les orientations de la Stratégie nationale Biodiversité.

Pour atteindre les objectifs ambitieux de développement, des mesures sont prévues dans la PPE pour chaque filière :

3.5.1.1. Le photovoltaïque

L'objectif est de porter le rythme de développement du solaire au moins à 5,5 GW/an, contre 3 GW/an dans la précédente PPE, en visant 7 GW/an.

Les projets photovoltaïques sur bâtiment et les ombrières sur les parkings permettent de minimiser les conflits d'usages, en créant des synergies (apport d'ombre, autoconsommation…). Il sera important de favoriser le développement de ces projets à l'aide des obligations introduites par les lois Climat et Résilience et Accélération de la production d'énergies renouvelables (APER), mais également en mettant en place des incitations financières adaptées.

Les gisements de projets sur bâtiments à coût maîtrisé étant limités, il convient également de développer le photovoltaïque au sol, en limitant les impacts des implantations sur espaces naturels, agricoles et forestiers (NAF), fortement restreintes par les lois Climat & Résilience (limitation pour la consommation d'espace NAF, même si des exemptions à la consommation d'espace ont été introduites pour le photovoltaïque sur espaces naturels et agricoles) et APER (restriction forte sur les terrains éligibles au développement du photovoltaïque au sol). L'agrivoltaïsme, filière émergente mais prometteuse, sera un levier important pour l'atteinte de nos objectifs de développement du photovoltaïque, tout en apportant des services directs à l'agriculture, et en favorisant ainsi la résilience du monde agricole, à condition d'en maîtriser les coûts.

ACTION PV.1

PROMOUVOIR UNE REPARTITION EQUILIBREE DU PHOTOVOLTAÏQUE ENTRE GRANDES ET PETITES TOITURES PHOTOVOLTAÏQUES, GRANDES ET PETITES CENTRALES AU SOL, AINSI QUE L'AGRIVOLTAÏSME

→ Travailler à une **répartition équilibrée en tenant compte notamment des coûts potentiellement plus élevés de certaines technologies et de la nécessité de minimiser les conflits d'usages et les**

impacts (mobilisation au maximum des terrains délaissés et anthropisés, utilisation de l'agrivoltaïsme).

Le travail de planification des énergies renouvelables issue de la loi APER sera l'occasion de préciser la répartition des centrales au sol entre les différents types de terrain mobilisables. A titre indicatif, la répartition pressentie serait la suivante:

- 55% sur petites et moyennes toitures
- 10% sur petites installations au sol
  35% sur grandes installations, dont 70% au sol (incluant l'agrivoltaïsme) et 30% sur toiture. La part exacte de l'agrivoltaïsme dans cet objectif reste à affiner, en fonction des possibilités de déploiement de ces installations, des autres installations photovoltaïques, et des besoins du monde agricole (voir ci-dessous)

→ Accompagner l'émergence des projets agrivoltaïques à la suite de la mise en place récente du cadre règlementaire de l'agrivoltaïsme en application de l'article 54 de la loi d'accélération pour les énergies renouvelables et continuer d'encourager son développement.

→ Adapter les dispositifs de soutien public en cohérence avec la répartition visée, en tenant compte de la taille des projets. Mettre en place un soutien par arrêté tarifaire pour les projets photovoltaïques au sol de puissance inférieure à 1 MWc.

Focus sur l'agrivoltaïsme :

L'article 54 de la loi relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables publiée le 10 mars 2023 distingue :

- les projets agrivoltaïques qui doivent apporter un service direct à l'activité agricole (parmi les 4 suivants : amélioration du potentiel et de l'impact agronomiques, adaptation au changement climatique, protection contre les aléas, amélioration du bien-être animal) et garantir d'une part, le maintien d'une activité agricole principale et significative et d'autre part, un revenu durable en étant issu. Les installations agrivoltaïques doivent être réversibles. (L. 314-36 du code de l'énergie).
- les projets photovoltaïques compatibles avec une activité agricole, pastorale ou forestière (dits « PV compatibles ») qui ne pourront être autorisés que sur des terrains identifiés dans un document cadre départemental pris sur proposition de la chambre d'agriculture départementale et identifiant notamment des terres incultes ou non exploitées depuis une durée minimale de dix ans (R. 111-57 du code de l'urbanisme). Ces installations doivent également être réversibles (L. 111-29 et L. 111-32 du code de l'urbanisme).
- l'implantation de serres, de hangars et d'ombrières à usage agricole supportant des panneaux photovoltaïques. Leur implantation doit correspondre à une « nécessité liée à l'exercice d'une activité agricole, pastorale ou forestière significative ». L'article L. 111-28 du code de l'urbanisme a vocation à réglementer l'implantation concomitante d'une serre, d'un hangar, ou d'une ombrière, avec l'installation photovoltaïque située au-dessus. L'installation de panneaux photovoltaïques sur une serre, un hangar ou une ombrière existante ne relève pas de son champ.

Les différentes dispositions de la loi ont été transcrites dans un décret en Conseil d'Etat, signé le 8 avril 2024, accompagné d'un arrêté relatif au développement de l'agrivoltaïsme et

aux conditions d'implantation des installations photovoltaïques sur terrains agricoles, naturels ou forestiers publié le 7 juillet 2024.

Du fait de la superficie de la surface agricole française (26,7 millions d'hectares), les espaces agricoles constituent un fort levier de développement du photovoltaïque (au sol ou agrivoltaïque). A titre d'ordre de grandeur, moins de 1 % de la surface agricole utile en France serait nécessaire pour atteindre les objectifs de développement du photovoltaïque si ces objectifs devaient uniquement être réalisés à partir d'agrivoltaïque (en estimant un ratio de 0,5MW/ha). Etant donné que d'autres vecteurs de développement du photovoltaïque doivent être activés (parkings et bâtiments, friches et terrains délaissés) en priorité, seule une faible proportion de la surface agricole utile devra être mobilisée pour l'atteinte des objectifs de développement du photovoltaïque. L'agrivoltaïsme étant avant tout un outil au service de l'activité agricole, les objectifs de développement dépendront également des besoins du monde agricole. Le photovoltaïque au sol, hors agrivoltaïsme, sera fortement contraint du fait des dispositions de l'article 54 de la loi APER.

ACTION PV.2

IMPLANTER DES GIGAFACTORIES EN FRANCE

La France s'appuie sur l'implantation de plusieurs gigafactories sur son territoire, qui devraient permettre de produire jusqu'à 10 GW de composants sur divers maillons stratégiques de la chaîne de valeur d'ici 2030 (3 à 5 GW sur la chaîne de valeur du silicium, 5 à 10 GW de lingots & wafers, 5 à 10 GW de cellules de batteries, 3 à 5 GW de verre solaire, 3 GW d'onduleurs).

3.5.1.2. L'éolien terrestre

Pour atteindre l'objectif de maintenir le rythme de développement de l'éolien terrestre à +1,5 GW/an avec une répartition plus équilibrée entre les territoires, les mesures de la présente PPE sont les suivantes :

ACTION EOL TERR.1

MAINTENIR LE RYTHME DE DEVELOPPEMENT DE L'EOLIEN TERRESTRE TOUT EN MAINTENANT LA HAUTE QUALITE ENVIRONNEMENTALE

→ Poursuivre les appels d'offres afin d'assurer une rentabilité suffisante aux projets et ainsi d'accompagner le développement de l'éolien terrestre, en prenant en compte les projets de repowering.

→ Investir dans des programmes de recherche et d'innovation sur la réduction de l'impact des éoliennes sur l'avifaune, notamment par l'étude et l'amélioration de l'efficacité des systèmes de détection – réaction.

→ Mettre en place un système de réduction des nuisances lumineuses, par exemple par le balisage circonstancié en fonction de la présence d'aéronefs à proximité des éoliennes.

→ En complément du dispositif introduit dans la loi APER, mettre en place un système de planification pour le développement des radars de compensation permettant de libérer des zones

pour l'éolien terrestre dans les zones soumises à servitudes par les radars militaires et météo, en permettant notamment une mutualisation des coûts.

→ Développer les travaux de l'Observatoire des énergies renouvelables et de la biodiversité mis en place par l'OFB et l'Ademe, pour capitaliser les connaissances sur les impacts des projets d'énergies renouvelables et les bonnes pratiques pour les minimer.

3.5.1.3. L'éolien en mer et les autres énergies marines renouvelables

UN OBJECTIF : VISER 18 GW DE PUISSANCE INSTALLEE EN 2035, EN ELABORANT UNE PLANIFICATION PAR FAÇADE MARITIME, EN LANCANT DES PROCEDURES CONDUISANT A L'ATTRIBUTION, D'ICI FIN 2026, DE JUSQU'A 10 GW DE PUISSANCE SUPPLEMEMENTAIRE, ET EN POURSUIVANT LE DEVELOPPEMENT DE LA FILIERE DE L'EOLIEN FLOTTANT.

La capacité éolienne en mer installée en 2030 devrait être de 3,6 GW, et les procédures des appels d'offres 4 à 9, en cours ou attribués, permettront d'atteindre dans les années suivantes une puissance totale d'environ 10,5 GW. **L'enjeu sera ensuite d'atteindre l'objectif du pacte éolien en mer de 18 GW mis en service à horizon 2035, via un ou plusieurs appels d'offres multi-GW, tout en créant les conditions de la poursuite d'un développement ambitieux dans les années qui suivront.**

Si le développement de l'éolien en mer s'est largement accéléré depuis 2019, avec en outre des extensions déjà identifiées pour certains parcs, une planification de long terme est nécessaire pour atteindre un objectif de plus de 45 GW en 2050. **Dans ce but, un débat public s'est tenu sur les quatre façades maritimes de la France métropolitaine, du 20 novembre 2023 au 26 avril 2024, sous l'égide de la Commission nationale du débat public (CNDP)** pour évoquer les questions relatives à l'avenir de la mer, du littoral, de la biodiversité marine et de l'éolien en mer. Il visait notamment à **planifier les zones de projet prioritaires devant être attribuées dans le cadre de la présente PPE, ainsi que de pré-identifier des zones,** potentiellement plus larges, **pour les projets à plus long terme (entre 2040 et 2050).**

Pour sécuriser la trajectoire à 2035, la PPE 3 prévoit notamment d'attribuer de l'ordre de 8 à 10 GW supplémentaires[32] d'ici fin 2026 (AO10), dans des localisations identifiées à l'issue du débat public. Dans une logique de cadencement et en cohérence avec les objectifs du Pacte éolien en mer, un ou plusieurs nouveaux appels d'offres d'une taille équivalente pourront être lancés d'ici à 2030, de façon à atteindre au moins 26 GW en service en 2040.

[32] Sous réserve des capacités de raccordement au réseau électrique.

Appel d'offres	Date prévisionnelle d'attribution	Puissance	Localisation	Puissance cumulée éolien en mer
AO7	Début 2025	1,2 GW	Sud-Atlantique	6,6 GW
AO8	Début 2025	1,5 GW	Centre-Manche	8,1 GW
AO9	Fin 2025	2,7 GW	Bretagne-Sud (0,5 GW) Méditerranée (2x0,5 GW) Sud-Atlantique (1,2 GW)	10,8 GW
AO10	Fin 2026	Au moins 8 GW	Multi-façades	Au moins 18 GW en service en 2035
AO11 et plus	2030-2031	Selon AO10*	Multi-façades	Au moins 26 GW en service en 2040 45 GW en service en 2050

* pour atteindre au moins 26 GW cumulés

La répartition géographique et la répartition entre technologies posé et flottant des parcs des appels d'offres 10 et suivants sera affinée selon la cartographie publiée à l'automne 2024 à la suite des débats publics par façade.

Au-delà de **l'objectif d'une puissance cumulée de 26 GW attribuée d'ici 2030-2031, il s'agira de poursuivre le rythme d'attribution, en cohérence avec l'objectif d'au moins 45 GW en service en 2050**. La localisation des parcs nécessaires pour atteindre l'objectif 2050 fera l'objet de nouvelles phases de participation du public, notamment à l'occasion de la révision des documents stratégiques de façade.

Sur les autres énergies marines renouvelables, **un appel d'offres hydrolien de 250 MW pourra être lancé au Raz Blanchard avec un objectif d'attribution d'ici à 2030, avec une valeur cible de 120 €/MWh.** La temporalité sera précisée en fonction des études réseaux lancées par RTE pour le raccordement de ces projets.

Selon les résultats du premier appel d'offres et l'évolution des coûts de la technologie, **un ou plusieurs appels d'offres complémentaires de 250 MW ou 500 MW pourront être lancés d'ici 2035 dans le Raz Blanchard et/ou le Fromveur.**

ACTION ENER MAR.1

PASSER D'UNE LOGIQUE DE DEVELOPPEMENT PROJET PAR PROJET A UNE PLANIFICATION GLOBALE PAR FAÇADE MARITIME

→ Inclure pleinement l'éolien en mer dans les nouvelles stratégies de façades maritimes qui devront être adoptées en 2025, en définissant des cartographies relatives au développement de l'éolien en mer (à la suite du débat public « la mer en débat » de 2024) en prenant en compte les différents enjeux (contraintes techniques, environnement, paysage, pêche…).

→ **Anticiper les études techniques de caractérisation des sites** et les états initiaux de l'environnement sur les zones de projet et les travaux nécessaires au raccordement en amont des procédures de mise en concurrence pour les parcs éoliens en mer.

→ Lancer et attribuer d'ici fin 2026 un appel d'offres de l'ordre de 8 à 10 GW d'éolien en mer[33] (incluant des projets flottants et posés), sur les zones issues de l'exercice de planification éolien en mer mené en 2024, de façon à assurer l'atteinte de 18 GW mis en service à l'horizon 2035.

→ Lancer et attribuer d'ici fin 2030 un ou plusieurs appels d'offres, sur les zones issues de l'exercice de planification éolien en mer mené en 2024, de façon à atteindre 26 GW mis en service en 2040.

→ Accompagner le développement des infrastructures portuaires nécessaires au développement de l'éolien en mer, notamment flottant.

→ Diffuser les résultats des études lancées par l'Observatoire de l'éolien en mer depuis 2022 de façon à éviter, réduire et compenser les impacts des projets futurs.

→ U**n appel d'offres hydrolien de 250 MW pourra être lancé au Raz Blanchard avec un objectif d'attribution d'ici à 2030 et une valeur cible de 120 €/MWh,** dans une temporalité précisée par les capacités de raccordement analysées par RTE.

→ Sous réserve des coûts constatés sur les premiers appels d'offres commerciaux hydroliens, attribuer des projets complémentaires de 250 ou 500 MW d'ici à 2035 au Raz Blanchard et/ou au Fromveur

→ Continuer à suivre le potentiel, le coût et la faisabilité des autres énergies marines.

ACTION ENER MAR.2

CREER DES PÔLES DE FABRICATION ET D'ASSEMBLAGE EN FRANCE

La France soutient d'une part la modernisation des sites industriels existants (fabrication de pales et de nacelles) et d'autre part le développement de l'offre industrielle pour la fabrication des fondations et des turbines, et de leurs sous-composants clés (aimants permanents, etc.), ainsi que des matériels nécessaires à la connexion au réseau (postes électriques en mer, câbles de raccordement haute tension) et des aménagements portuaires nécessaires au développement et à la maintenance des parcs. La stratégie vise notamment à créer des pôles de fabrication et d'assemblage de flotteurs, de leurs sous-composants, et d'intégration turbine-flotteur, pour atteindre une capacité de production d'environ 1 GW/an sur chaque façade maritime d'ici 2030 de façon à mettre en service 18 GW en 2035 et 45 GW en 2050.

3.5.1.4. L'hydroélectricité

En ce qui concerne l'hydroélectricité, qui constitue aujourd'hui la première source d'électricité renouvelable (42 % de la production électrique renouvelable et une puissance totale de 25,9 GW en 2022), **l'objectif sera d'augmenter les capacités installées de 2,8 GW à horizon 2035, en grande partie sur des installations existantes. Ces 2,8 GW incluront environ 1700 MW de stations de transfert d'énergie par pompage - essentielles pour accroître notre capacité de stockage d'électricité - et à**

33 Sous réserve des capacités de raccordement au réseau électrique.

titre indicatif, de l'ordre de 610 MW sur des installations de plus de 4,5 MW et 485 MW sur des installations de moins de 4,5 MW.

Dans le cadre des travaux en cours autour du troisième plan national d'adaptation au changement climatique, plusieurs actions permettant d'assurer la résilience des installations de production d'hydroélectricité tout en maintenant un haut niveau de production sont envisagées dans le cadre d'une gestion du parc rassemblant des ouvrages d'âges variés :

i. Poursuivre les études en cours pour estimer les conséquences du changement climatique sur l'hydrologie (Explore2) et leur prise en compte par les exploitants.
ii. Poursuivre la prise en compte des effets du changement climatique, au titre de la sureté des ouvrages, notamment au travers des mises à jour régulières des études de dangers et de la mise en conformité des ouvrages hydrauliques.
iii. Intégrer les autres enjeux autour de la ressource en eau au sein des retenues hydroélectriques, avec des études sur le sujet des STEP à vocation multi-usage.

ACTION HYDRO.1

AUGMENTER LES CAPACITES HYDROELECTRIQUES ET LA FLEXIBILITE DU PARC CONCEDE (Y COMPRIS STEP)

→ Augmenter les capacités de grande hydroélectricité (au-delà de 4.5 MW – et incluant le développement des STEP) de **près de 2 300 MW d'ici 2035**, notamment par l'optimisation et le suréquipement d'aménagements existants à travers, par exemple, l'adaptation du cadre règlementaire et économique existant et la résolution des précontentieux autour du renouvellement des concessions hydroélectriques.

→ **Poursuivre les appels d'offres ou les arrêtés tarifaires pour accompagner le développement de la petite hydroélectricité et mettre en place un dispositif de soutien à la rénovation des installations hydroélectriques autorisées** en fonctionnement**, pour près de 485 MW d'ici 2035**, en maintenant un haut niveau de protection de la biodiversité et de fonctionnalités naturelles des cours d'eau, en privilégiant les projets avec le moins d'impacts sur les milieux aquatiques et la qualité des eaux, en cohérence avec les engagements européens de la France.

3.5.1.5. La production électrique à partir de bioénergies

Le biogaz a connu des premiers développements sous forme de cogénération mais est aujourd'hui orienté préférentiellement vers une injection dans les réseaux pour une utilisation directe, à meilleur rendement. Afin de favoriser la méthanisation des effluents d'élevage au plus proche des exploitations et dans le but de réduire les émissions de gaz à effet de serre du secteur agricole, **la valorisation en cogénération restera toutefois possible dans des situations bien précises,** ainsi que la production de bioGNV à la ferme, notamment lorsque la biomasse disponible se trouve trop éloignée des sites de raccordement au réseau et sous condition de valorisation efficace de la chaleur produite.

3.5.2. L'autoconsommation et la production locale de l'énergie

L'autoconsommation désigne le fait pour un producteur d'électricité de consommer lui-même tout ou partie de l'électricité produite par son installation. On distingue deux grandes catégories d'autoconsommation :

- **L'autoconsommation individuelle**, définie à l'article L. 315-1 du code de l'énergie est « *le fait pour un producteur, dit autoproducteur, de consommer lui-même et sur un même site tout ou partie de l'électricité produite par son installation* ».

- **L'autoconsommation collective**, prévue à l'article L.315-2 du code de l'énergie a lieu lorsque « *la fourniture d'électricité est effectuée entre un ou plusieurs producteurs et un ou plusieurs consommateurs finals liés entre eux au sein d'une personne morale* ». L'autoconsommation collective peut être qualifiée d'étendue lorsque les participants ne sont pas sur un même site mais respectent des critères notamment de proximité géographique définis par arrêté. L'arrêté du 21 novembre 2019 fixe une puissance maximale de 3MW (0,5MW en ZNI) et une distance maximale de 2km entre les participants les plus éloignés pour une même opération. Cette distance maximale peut être étendu à 10 et 20 km en zone rurale et péri-urbaine.

Le modèle d'autoconsommation d'électricité est en forte croissance, et se développe principalement à partir d'opérations photovoltaïques. Il s'agit majoritairement de projets de petites puissances, portés par des particuliers, des PME ou des collectivités. Au 30 juin 2024, on dénombrait près de 500 000 installations en autoconsommation individuelle, soit une hausse de 79% en un an**, pour une puissance installée totale de 2,6 GW**. S'agissant de l'autoconsommation collective, on dénombrait plus de 400 opérations actives pour une puissance installée de près de 30MW. Le rythme de déploiement de ces opérations est également élevé, et leur nombre double tous les ans[34].

L'autoconsommation contribue au développement de nouvelles capacités de production d'énergie renouvelable décarbonées. En rapprochant lieux de production et de consommation, elle replace les consommateurs au centre des enjeux énergétiques et les rend acteurs du développement des énergies renouvelables. Elle apporte également d'autres avantages :

- **Maîtrise de la facture d'électricité et un renforcement de l'indépendance énergétique :** Pour les consommateurs, l'impact sur les coûts est direct avec une stabilisation et une réduction des factures d'électricité basée sur les coûts de production de leurs installations. Ils ont ainsi une meilleure visibilité sur les coûts de l'électricité et sont moins dépendants des prix fluctuants du marché, au moins sur une partie de leur consommation. Enfin, ils sont incités à organiser leur consommation pour être en phase avec les heures de production.

- **Création de lien social et ancrage territorial :** L'autoconsommation, qu'elle soit collective ou individuelle permet d'offrir une énergie locale, en rapprochant lieux de production et de consommation. Elle peut être un outil à destination des collectivités territoriales afin de renforcer la synergie locale entre différents acteurs d'un territoire. Les collectivités, particuliers et PME s'associent ainsi au sein d'un projet énergétique leur assurant des bénéfices communs, notamment économiques.

[34] D'après les chiffres de l'observatoire français de la transition écologique d'Enedis (qui couvre environ 95% du réseau de distribution)

S'il ne semble pas pertinent de fixer un objectif de développement de l'autoconsommation en tant que tel, il est important d'inscrire l'autoconsommation dans le paysage de la transition énergétique pour le développement de tous les types d'énergies renouvelables (photovoltaïque notamment mais également, éolien terrestre, etc).

ACTION AUTOCONSO.1

INSCRIRE L'AUTOCONSOMMATION DANS LE PAYSAGE DE LA TRANSITION ENERGETIQUE POUR LE DEVELOPPEMENT DE TOUS LES TYPES D'ENERGIES RENOUVELABLES

→ Renforcer l'incitation à l'autoconsommation pour le résidentiel ou les entreprises, notamment par l'intermédiaire d'aides à l'investissement

→ Prévoir un réexamen du modèle économique de l'auto-consommation pour ajuster les dispositifs de soutien.

L'Etat **s'engage dans des travaux permettant de valoriser cette filière, notamment en facilitant le recours à l'autoconsommation collective pour les collectivités territoriales** (dérogation à l'obligation de réaliser un budget annexe, possibilités facilités d'augmenter le périmètre géographique des opérations d'autoconsommation collective…) **mais également en soutenant l'autoconsommation dans les appels d'offres,** avec des dispositions spécifiques ainsi que dans les arrêtés tarifaires.

3.5.3. Le nucléaire

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

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

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

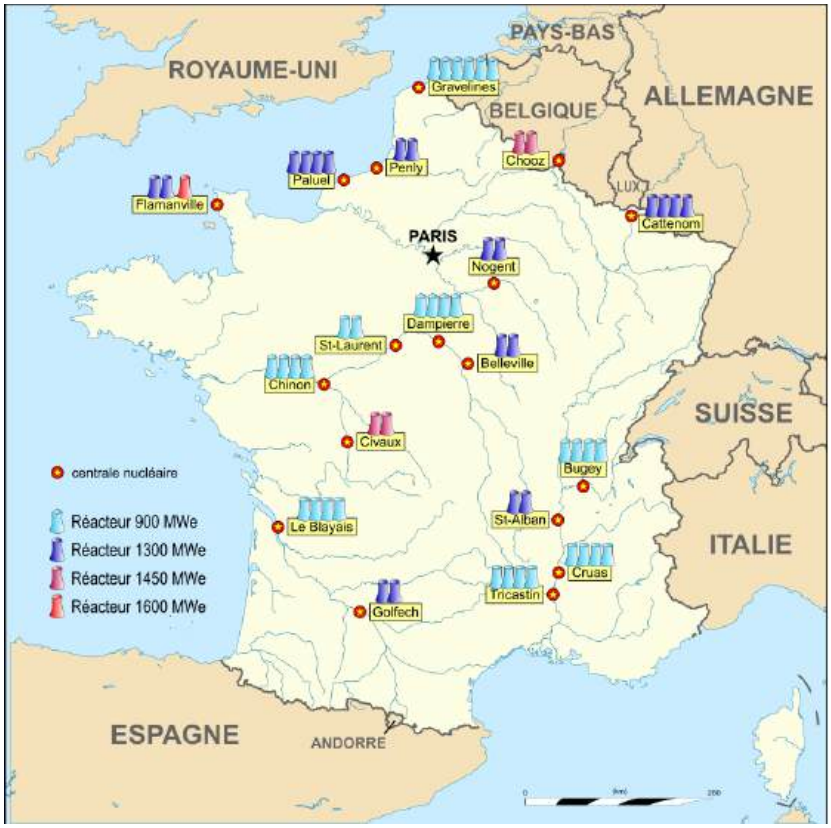


Figure 28. Les réacteurs électronucléaires français en fonctionnement en 2024

L'autorisation d'exploitation délivrée pour chaque réacteur nucléaire n'est pas limitée dans le temps. Au-delà des arrêts réguliers pour maintenance et rechargement du combustible, l'exploitant EDF doit procéder tous les dix ans à un réexamen de sûreté complet 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 techniques disponibles et des travaux de l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA). L'ASN se prononce à l'issue de chaque réexamen sur la poursuite du fonctionnement du réacteur concerné.

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

Le choix d'une stratégie de gestion du calendrier des arrêts définitifs des réacteurs les plus anciens constitue un enjeu important. Dans son rapport "Futurs Energétiques 2050", RTE 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 (risque "d'effet falaise) ; 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.

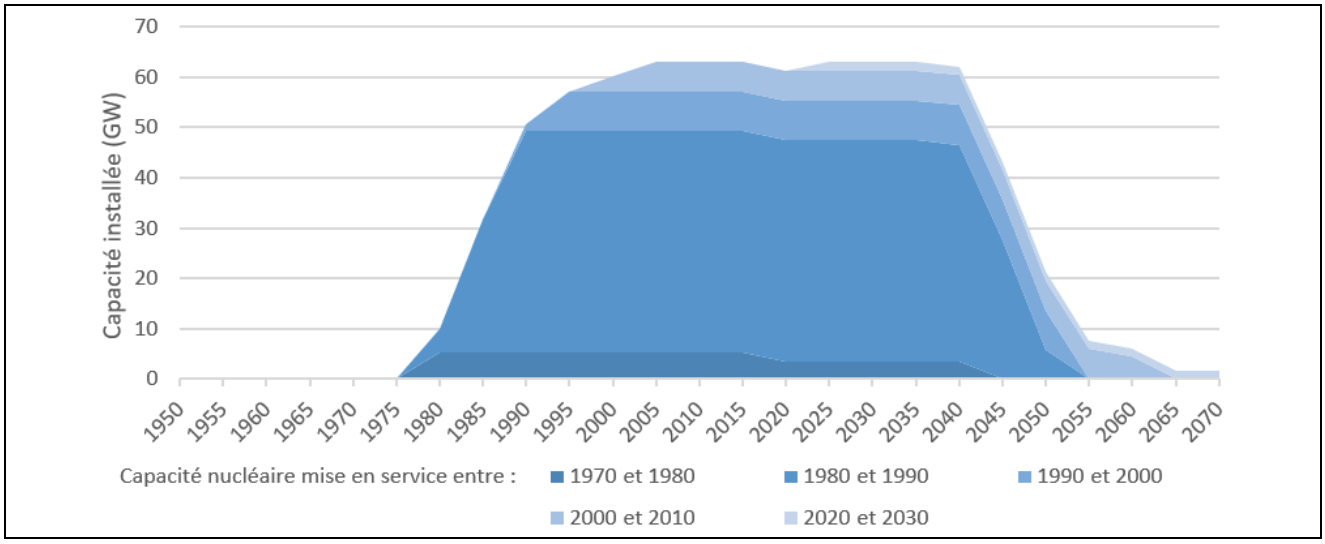


Figure 29. Illustration du risque « d'effet falaise » en cas d'arrêts de nombreux réacteurs en fonctionnement pendant une période relativement brève

De façon complémentaire, dans la perspective de la mise à l'arrêt à terme, sur une période relativement brève, d'une majorité des réacteurs actuellement en fonctionnement, la programmation pluriannuelle de l'énergie 2019-2028 (PPE2) a demandé à la filière nucléaire d'étudier les modalités de construction 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 MWe). Il est adapté aux caractéristiques du réseau électrique français.

- Le développement de petits réacteurs modulaires (SMR – Small Modular Reactors), d'une puissance allant de quelques dizaines de MWe à environ 300 MWe, a également été 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.

Enfin la loi n° 2023-491 du 22 juin 2023 relative à l'accélération des procédures liées à la construction de nouvelles installations nucléaires à proximité de sites nucléaires existants et au fonctionnement des installations existantes a abrogé l'objectif d'atteindre une part du nucléaire au sein du mix électrique de 50 % à l'horizon 2035.

La France dispose par ailleurs d'une industrie couvrant les opérations de fabrication et de fourniture de combustible aux réacteurs puis de gestion du combustible usé, depuis l'extraction du minerai jusqu'à la gestion des déchets, en passant par le retraitement et la valorisation des combustibles nucléaires usés.

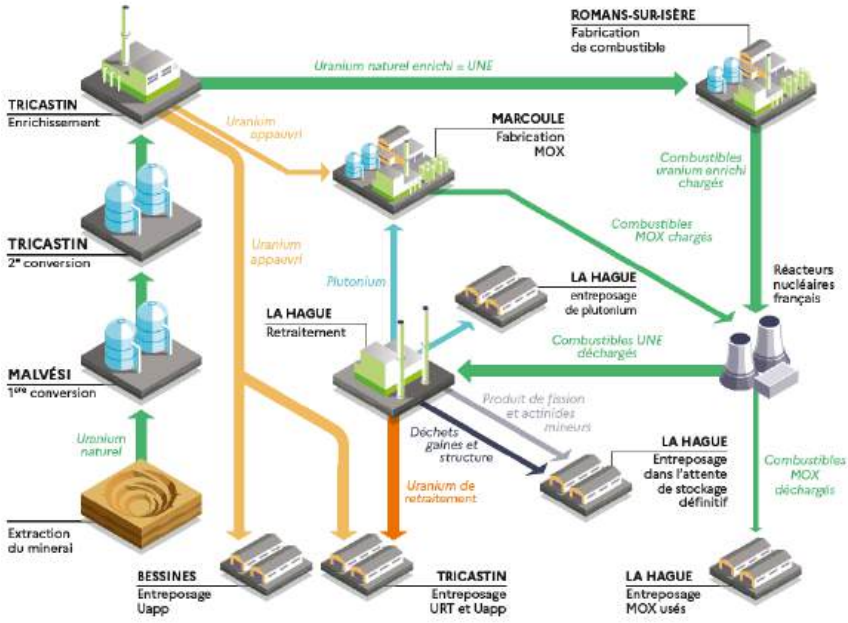


Figure 30. Les installations françaises du cycle du combustible nucléaire en 2024

Les combustibles utilisés dans les réacteurs nucléaires sont le plus souvent composés d'oxyde d'uranium naturel enrichi (UNE). Les combustibles UNE usés peuvent être retraités à l'échelle industrielle dans les usines de La Hague (Manche). Le plutonium issu du retraitement est utilisé, dans l'usine Mélox de Marcoule (Gard), pour la fabrication de combustibles MOx[35], tandis que l'uranium issu du retraitement (URT) a vocation à être utilisé pour la fabrication de combustibles à l'uranium de retraitement enrichi (URE). Les déchets radioactifs résiduels (déchets de haute activité (HA) sous forme de colis standards compactés (CSD-C) ou vitrifiés (CSD-V)) ont vocation à être stockés en couche géologique profonde dans l'installation Cigéo en projet (Meuse). Les combustibles MOx et URE usés sont entreposés dans l'attente d'une valorisation ultérieure.

Cette stratégie, dite de mono-recyclage des combustibles usés, a été mise en place en France comme première étape vers la fermeture du cycle du combustible, laquelle repose sur l'utilisation par des réacteurs à neutrons rapides (RNR) de substances issues des réactions nucléaires qui ne sont actuellement pas valorisées de façon industrielle. La stratégie actuelle est déjà de nature à répondre aux objectifs d'indépendance et de souveraineté énergétique dès lors qu'elle offre un potentiel de réduction de 10 % du besoin français d'uranium naturel grâce à la filière MOx et de 15 % supplémentaires grâce à la filière URE, soit un total de 25 % de réduction. Ces économies réduisent d'autant l'exposition de la France aux aléas géopolitique et pourraient s'avérer précieuses dans l'hypothèse d'une croissance mondiale de la demande en combustible. Cette stratégie contribue également à réduire les impacts environnementaux du secteur nucléaire, au développement économique des territoires d'implantation des usines et à la balance commerciale française.

De façon complémentaire, Orano, EDF, le CEA et Framatome participent à un programme soutenu par France 2030 de R&D et d'études de faisabilité industrielle associée afin d'étudier l'intérêt du multi-recyclage en REP (MRREP) de l'uranium et du plutonium en matière de compétitivité économique et de gestion des matières et des déchets, conformément aux prescriptions de la précédente PPE. Le multi-recyclage du plutonium et de l'URT pourrait constituer, à moyen terme, une étape supplémentaire dans la valorisation des combustibles usés et l'économie des ressources en uranium, à hauteur de 40 % par rapport à un cycle ouvert.

[35] Mélange d'oxyde de plutonium et d'oxyde d'uranium appauvri issu de l'enrichissement de l'uranium naturel.

La maîtrise de l'ensemble des savoir-faire dans le secteur nucléaire par la filière française constitue un avantage concurrentiel pour de nombreuses entreprises à l'export et contribue fortement à l'indépendance énergétique de la France. Les travaux et projets en cours relatifs à la poursuite du fonctionnement du parc existant, à la construction de nouveaux réacteurs et au développement du nucléaire innovant mobilisent fortement les acteurs industriels de la filière. Ces derniers se sont mis en ordre de marche, notamment par la voie d'initiatives complémentaires aux plans de performance des grands donneurs d'ordres, comme le programme « MATCH » du groupement des industriels français de l'énergie nucléaire (GIFEN) ou les travaux de l'Université des métiers du nucléaire (UMN), qui doivent permettre à la filière nucléaire française de relever le défi de sa relance et d'assurer un approvisionnement compétitif en électricité bas carbone dans les prochaines années.

ACTION NUC.1

POURSUIVRE LE FONCTIONNEMENT DES REACTEURS ELECTRONUCLEAIRES APRES 50 ANS PUIS 60 ANS, TANT QUE TOUTES LES EXIGENCES DE SURETE APPLICABLES SONT RESPECTEES.

Le fonctionnement des réacteurs électronucléaires existants sera poursuivi en prenant en compte les meilleures pratiques internationales, y compris pour leur permettre de fonctionner après 50 ans puis 60 ans d'exploitation, tant que toutes les exigences de sûreté applicables sont respectées. Conformément à la loi, les réexamens de sûreté décennaux permettront de valider périodiquement la capacité à poursuivre le fonctionnement de chaque réacteur. EDF conduira des études, en lien avec l'Autorité de sûreté nucléaire, pour préciser les perspectives de fonctionnement du parc nucléaire existant après 50 ans et après 60 ans, en incluant les réflexions nécessaires sur l'adaptation des réacteurs au changement climatique.

ACTION NUC.2

AUGMENTER LA PUISSANCE DISPONIBLE DES REACTEURS EXISTANTS ET RETROUVER LES MEILLEURS NIVEAUX DE PERFORMANCE OPERATIONNELLE.

EDF porte un programme de travaux visant, à l'occasion des maintenances programmées, à augmenter la puissance disponible des réacteurs existants, dans le respect des dispositions applicables en matière de sûreté nucléaire. Les anticipations de production nucléaire pour les prochaines années prendront en compte l'augmentation de puissance du parc nucléaire qui résulterait de la mise en œuvre de ce programme. L'Etat a demandé à EDF de se fixer l'objectif de retrouver les meilleurs niveaux de performance opérationnelle avec pour cible de retrouver une production nucléaire de 400 TWh d'ici 2030, une hypothèse de production de 360 TWh étant retenue dans le scénario central de la PPE.

ACTION NUC.3

CONFIRMER LE LANCEMENT DU PROGRAMME INDUSTRIEL DE CONSTRUCTION DE TROIS PAIRES DE REACTEURS EPR2 PORTE PAR EDF.

EDF porte un programme de construction de 6 nouveaux réacteurs nucléaires de type EPR2, à raison de deux réacteurs sur le site de Penly, deux sur le site de Gravelines et deux réacteurs sur le site de Bugey. L'Etat confirme son soutien à ce programme et s'inscrit dans la perspective d'une

décision finale d'investissement par le Conseil d'administration d'EDF en vue de son lancement au plus tard durant l'année 2026.

ACTION NUC.4

APPROFONDIR L'ETUDE D'UN EVENTUEL RENFORCEMENT DU PROGRAMME ELECTRONUCLEAIRE.

L'Etat approfondira l'étude d'un renforcement du programme électronucléaire avec EDF et les opérateurs concernés permettant d'instruire les questions relatives au dimensionnement, au juste besoin et à l'adaptation de la conception de l'EPR2, afin d'être en capacité, d'ici 2026, de prendre une décision sur la réalisation d'un éventuel second palier d'au moins 13 GW, correspondant à la capacité de 8 EPR2 dans leur conception actuelle.

ACTION NUC.5

ENCOURAGER LE DEVELOPPEMENT DES SMR ET DE PETITS REACTEURS INNOVANTS.

L'Etat poursuivra son soutien à l'innovation de rupture à travers le plan France 2030, en visant l'atteinte d'un premier béton d'un petit réacteur modulaire à eau pressurisée et le lancement d'au moins un prototype de petit réacteur nucléaire innovant de technologie différente à l'horizon de l'année 2030. Cet objectif pourra être actualisé d'ici cette échéance. L'Etat poursuivra les travaux visant à qualifier l'opportunité de déployer de tels réacteurs en France, notamment au regard de la contribution à la production de chaleur, à la production d'hydrogène ou à la fermeture du cycle du combustible. L'Etat veillera également à préparer, le cas échéant, l'identification de sites d'implantation pertinents et achèvera le réexamen du cadre législatif et réglementaire applicable, en vue de préparer les ajustements qui seraient considérés comme nécessaires pour disposer d'un cadre adapté aux enjeux.

ACTION NUC.6

POURSUIVRE LA STRATEGIE DE RETRAITEMENT ET DE VALORISATION DU COMBUSTIBLE NUCLEAIRE ET FAIRE ABOUTIR LES TRAVAUX VISANT LE RENOUVELLEMENT DES INSTALLATIONS DE L'AVAL DU CYCLE.

La stratégie de retraitement et de valorisation du combustible nucléaire sera poursuivie sur la période de la PPE et au-delà. Dans la perspective de renouveler les installations de l'aval du cycle nucléaire, la filière nucléaire mènera, d'ici la fin de l'année 2026, sous la supervision de l'Etat, des travaux visant à définir les scénarios industriels les plus appropriés pour l'avenir du cycle du combustible post-2040, les modalités de financement et le calendrier de décisions associés, en veillant à favoriser la gestion durable des substances radioactives, la sécurité d'approvisionnement et la maîtrise des coûts.

ACTION NUC.7

DEFINIR UNE NOUVELLE FEUILLE DE ROUTE ET ENGAGER LES TRAVAUX RELATIFS A LA FERMETURE DU CYCLE ET A LA MISE EN PLACE D'UN PARC DE RNR EN FRANCE.

Le développement de réacteurs à neutrons rapides (RNR) permettrait de s'affranchir durablement de l'approvisionnement en uranium naturel grâce au retraitement de l'ensemble des combustibles usés afférents. La production de déchets radioactifs serait aussi réduite.

Les installations existantes ne peuvent néanmoins ni fabriquer industriellement des combustibles destinés aux RNR ni retraiter industriellement les combustibles usés issus de RNR. De plus, la fin de leur fonctionnement est envisagée à l'horizon 2040. Or, les délais entre l'introduction d'un combustible en réacteur et la valorisation des matières issues de son retraitement est de l'ordre de 20 ans.

La filière poursuivra ses travaux relatifs au multi-recyclage en REP seront poursuivis et les inclura dans une feuille de route qu'elle définira au plus tard d'ici 2026, en lien avec le CEA, en vue d'identifier les jalons technologiques et décisionnels permettant la mise en place d'un parc de RNR et des installations du cycle du combustible associé en France à l'horizon de la fin du siècle au plus tard.

De façon complémentaire, la filière engagera, en lien avec le CEA, des travaux visant à qualifier les besoins en combustibles associés aux nouveaux concepts de réacteurs nucléaires innovants et les adaptations du cycle du combustible à envisager, en visant à dégager les horizons de temps pertinents. Le CEA et la filière nucléaire s'assureront par ailleurs de la cohérence de leurs travaux visant la fermeture du cycle du combustible avec les travaux menés par la filière nucléaire sur l'avenir des installations industrielles de l'aval du cycle du combustible nucléaire.

ACTION NUC.8

METTRE EN ŒUVRE UNE FILIERE INDUSTRIELLE EUROPEENNE DE CONVERSION ET D'ENRICHISSEMENT DE L'URANIUM DE RETRAITEMENT.

La filière française poursuivra ses travaux relatifs à l'installation d'une usine de conversion de l'URT en Europe, d'une capacité permettant à EDF de couvrir ses besoins à partir de 2030.

ACTION NUC.9

MAINTENIR UNE CAPACITE DE RECHERCHE DANS LE SECTEUR NUCLEAIRE A LA POINTE SUR L'ENSEMBLE DES PRIORITES DE LA POLITIQUE NUCLEAIRE MENEE PAR L'ETAT.

Le CEA conduira, en lien avec la filière nucléaire française, un programme d'investissements dans les infrastructures de recherche nucléaire pour maintenir une capacité de recherche dans le secteur nucléaire à la pointe sur l'ensemble des priorités de la politique nucléaire menée par l'Etat.

Au cours de la future PPE, le plan national de gestion des matières et déchets radioactifs (PNGMDR) continuera d'être le document de planification en la matière, dont les orientations (notamment la mise en œuvre de Cigéo) seront suivies. Celui en vigueur couvre la période 2022-2026 et sa mise à jour est prévue à la fin de cette période.

3.5.4. Le parc thermique

La loi énergie-climat de 2019 avait prévu des outils règlementaires permettant la fermeture des dernières centrales à charbon. La centrale charbon de Gardanne a ainsi fermé en 2021, ainsi que celle du Havre. Par ailleurs, conformément aux dispositions de l'article 8 du décret du 21 avril 2020 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE 2), 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.

A la suite de la **crise énergétique liée à la guerre en Ukraine et de la baisse en 2022 de la disponibilité du parc nucléaire français**, la loi n° 2022-1158 du 16 août 2022 portant mesures d'urgence pour la protection du pouvoir d'achat a autorisé le fonctionnement des centrales de Cordemais et de Saint-Avold dans un **cadre dérogatoire de la loi énergie-climat de 2019, avec une obligation de compensation intégrale des émissions carbone liées à ces activités.**

Même avec ces dérogations, en 2022 la production totale d'électricité à partir de charbon est restée inférieure à celle de 2021 (2,9 TWh soit 0,6 % de la production totale) et à un niveau significativement inférieur à celui observé jusqu'en 2017 (9,7 TWh).

Si les mesures exceptionnelles prises en 2022 **ne remettent pas en cause l'objectif de la fermeture des centrales à charbon, il importe que cette transition se fasse en préservant la sécurité d'approvisionnement en énergie de la France** (cf § 5.3.2).

Les analyses de RTE montrent que le recours au parc thermique fossile de pointe (turbines à combustion au fioul, centrales à charbon) restera très limité, lors des pointes de consommation hivernale, et compatible avec les plafonds d'émissions en vigueur. RTE, dans ses dernières projections, confirme qu'une fermeture à l'horizon 2027 est compatible avec le respect du critère de sécurité d'approvisionnement, étant donné l'évolution des capacités de production envisagés à cette échéance et dans une perspective où la consommation électrique augmenterait de manière maîtrisée. La décarbonation du parc thermique passera ainsi par l'arrêt de la production d'électricité à partir de charbon d'ici 2027.

En revanche, les centrales à gaz et turbines à combustion actuelles demeurent nécessaires pour la sécurité d'approvisionnement. Si certaines des turbines à combustion les plus anciennes pourront être amenées à fermer, l'objectif pour le reste est d'utiliser des combustibles bas carbone en substitution au fioul à horizon 2030.

ACTION THERM.1

DECARBONER LE PARC THERMIQUE

→ Ne pas construire de nouvelles centrales de production exclusive d'électricité à partir d'énergie fossile.
→ **Lever les freins réglementaires** pour décarboner les turbines à combustion au fioul existantes en utilisant du biocarburant (notamment de l'huile végétale hydrotraitée) avec une attention particulière à la conversion des outils de production en outre-mer et aux enjeux de disponibilité et durabilité des biocarburants utilisés.
→ **Lancer des études et/ou des sites pilotes** pour la conversion et la construction le cas échéant d'autres centrales thermiques de pointe ayant recours à des sources d'énergie décarbonées à 100%, avec une attention particulière aux enjeux de disponibilité de la biomasse.
→ **Organiser et accompagner** la fin de la production d'électricité à partir de charbon.

•4. Sécurité d'approvisionnement, optimisation du système électrique et développement des réseaux

La sécurité d'approvisionnement peut se définir comme la capacité du système énergétique à satisfaire de façon continue et à un coût raisonnable la demande prévisible du marché en équilibrant l'offre et la demande.

En plus de cet objectif d'équilibre entre l'offre et la demande, la stratégie française intègre pleinement l'objectif de souveraineté énergétique, pour s'affranchir de la dépendance actuelle à des énergies fossiles importées. Le renforcement de la production nationale d'une part, et la diversité des sources d'approvisionnement d'autre part sont clefs.

Concernant le gaz naturel, la baisse rapide des exportations de gaz russe à partir du milieu de l'année 2021 a créé des tensions à l'échelle européenne. Une grande partie de l'approvisionnement européen historiquement assuré par des importations de gaz russe par gazoduc a dû se reporter vers des importations de gaz naturel liquéfié (GNL) par navire. La France s'est pleinement mobilisée afin de permettre l'exportation d'un maximum de gaz naturel vers les pays voisins (Belgique, Allemagne) fortement touchés par la réduction des exportations de gaz russe.

En mars 2022, à l'occasion de la Déclaration de Versailles, les Etats membres de l'Union européenne ont convenu de se défaire progressivement de leur dépendance aux importations de gaz, de pétrole et de charbon russes, et ce dès que possible. La France a soutenu l'interdiction des importations de charbon russe, ainsi que l'interdiction progressive des importations de pétrole brut et de produits pétroliers originaires de Russie, et soutient les travaux en vue d'une interdiction des importations de gaz russe.

Cette nouvelle PPE réévalue la pertinence des infrastructures de stockage de gaz au vu de l'évolution de notre consommation et du nouveau contexte d'approvisionnement en gaz naturel.

En parallèle, les enjeux de maintenance du parc de production nucléaire existant conduisent à une vigilance accrue sur notre sécurité d'approvisionnement en électricité, a fortiori dans un contexte de la croissance à venir de la consommation d'électricité. Par rapport à la précédente PPE, la PPE 3 s'attachera à étudier et favoriser la résilience et l'optimisation de notre système électrique en s'appuyant notamment sur des stress-test. Elle poursuivra également l'objectif de maîtrise de la consommation à la pointe. Au-delà d'un objectif de développement des effacements de consommation, elle s'appuiera sur le développement d'un bouquet de flexibilité : pilotage de la demande (modulation de la consommation), stockage par batteries, moyens de production pilotables tels que les centrales nucléaires, les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) ou thermiques décarbonées et les interconnexions.

4.1. La sécurité d'approvisionnement en carburants liquides

La sécurité d'approvisionnement en carburants consiste à assurer la continuité de la distribution des carburants liquides issus d'une production locale à partir de pétrole brut transformé dans des raffineries et issus de l'importation, au regard des différents risques auxquels le système pétrolier est confronté, notamment les aléas climatiques et les pertes de sources d'approvisionnement, ainsi que la continuité de la logistique pétrolière.

Au niveau de la logistique pétrolière, l'objectif de sécurité d'approvisionnement vise à s'assurer de la continuité des flux et de la constitution de stocks par les opérateurs pétroliers.

Le niveau des stocks stratégiques en métropole, réévalué annuellement, est un peu plus élevé que la réglementation européenne (directive 2006/67/CE) et que l'engagement de la France au sein de l'Agence Internationale de l'Énergie.

L'Etat s'assure tout au long de la trajectoire énergie-climat, que la logistique pétrolière évolue pour accompagner la transition énergétique dans l'objectif d'assurer la souveraineté du pays :

- évolution du raffinage pour assurer la production de carburants alternatifs en France et pour réduire l'utilisation d'énergie fossile dans les procédés,
- adaptation des infrastructures de transport, de stockage et de distribution avec changement de modèle économique des stations-services du fait de l'évolution des usages tout en maintenant un maillage suffisant de stations-service afin d'éviter la création de zones blanches.

L'augmentation de production locale de biocarburants va contribuer à réduire la très forte dépendance française actuelle aux importations de pétrole brut et de produits raffinés.

Les actions prévues pour l'adaptation des réseaux sont présentées au § 4.6.2 ci-dessous.

4.1.1. Enjeux nationaux : raffinage et stocks stratégiques

- **Raffinage**

L'activité de raffinage en France (cf § 3.3.2 Le raffinage) est un facteur de résilience énergétique face notamment aux incertitudes géopolitiques.

Le raffinage métropolitain, en baisse tendancielle, avec par exemple la fermeture de 6 raffineries depuis 2011, mérite de ne pas décroitre trop rapidement, car il contribue fortement à la sécurité énergétique nationale et à l'approvisionnement de la pétrochimie en aval, produisant les principales molécules plateformes qui irriguent les chaînes de valeur industrielles. Les opérateurs sont incités également à anticiper les conséquences des dérèglements climatiques en adaptant leurs infrastructures par anticipation.

- **Stocks stratégiques**

Des stocks stratégiques pétroliers sont constitués pour pouvoir répondre collectivement aux perturbations majeures de l'approvisionnement en produits pétroliers. Ils sont composés des produits suivants : pétrole brut, gazole, essence, fioul domestique et carburéacteur.

Avec la réduction de l'utilisation des carburants issus du fossile et le développement de la production de biocarburants dits « avancés » et carburants de synthèse (cf. § 3.3.3 « Les biocarburants et les carburants de synthèse »), les mesures permettant de garantir la sécurité d'approvisionnement en carburants auront à évoluer et prendre en compte la transition énergétique, en concertation avec la gouvernance dédiée de l'Union européenne et de l'Agence internationale de l'énergie.

La constitution de stocks spécifiques de carburants liquides bas carbone (CLBC) n'apparaît pas nécessaire à court terme, en particulier pour les gazoles, hors carburants non substituables, compte tenu de la part limitée des CLBC dans les carburants routiers. Il est toutefois notable que certains carburants bénéficient de disposition fiscales et réglementaires particulières et que le mix de consommation va évoluer avec la transition énergétique. Les évolutions de la consommation vont influer sur le besoin en stockage stratégique qui contribue directement à la sécurité d'approvisionnement.

D'ores et déjà, la baisse de la consommation de diesel au profit de l'essence est prise en compte.

ACTION LOG PET 1

SUIVRE L'EVOLUTION DE LA CONSOMMATION DES CARBURANTS BAS CARBONE EN VUE D'UNE POTENTIELLE CONSTITUTION DE STOCKS STRATEGIQUES

→ Assurer un suivi de la situation des carburants liquides, notamment non substituables, compte tenu de l'augmentation des mises à la consommation de certaines qualités, en vue d'alimenter la concertation avec les gouvernances dédiées de l'Union européenne et de l'Agence internationale de l'énergie pour l'évolution des obligations des stocks stratégiques pétroliers.

Enfin, un plan de localisation national des stocks stratégiques est actualisé annuellement afin de s'assurer de la répartition du stockage stratégique, ce qui contribue au maintien de dépôts intermédiaires de carburants régionalement.

ACTION LOG PET 2

SUIVRE LE MAILLAGE DES STOCKS STRATEGIQUES POUR S'ASSURER DE LEUR REPARTITION

→ Maintenir le suivi annuel de la localisation des stocks stratégiques pétroliers, afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement au sein des territoires.

4.1.2. Enjeux locaux : logistique intermédiaire et stations-service

- **Logistique intermédiaire**

Durant la transition énergétique, il faut veiller à ne pas perturber brusquement la logistique pétrolière en France, et notamment les dépôts intermédiaires, qui assurent un maillage national, afin de permettre une transition progressive. En effet, le besoin en consommation de carburant connaîtra une baisse progressive et nécessite, au moins jusqu'en 2040, de maintenir une infrastructure pétrolière, de stockage et de distribution de produits pétroliers adaptée et capable de répondre aux enjeux environnementaux et de sécurité d'approvisionnement. Dans un contexte de décroissance programmée des énergies fossiles, l'ensemble des infrastructures, étant soumises à des contraintes réglementaires (en particulier pour limiter les risques industriels et l'impact sur l'environnement) nécessitent des investissements financiers dont la rentabilité pourrait diminuer.

- **Stations-service**

Également, les stations-service nécessitent une attention particulière afin de garantir un maillage territorial adapté tant au maintien d'un service de distribution de carburants, qu'à leur rôle dans le déploiement des énergies alternatives et dans le maintien de services dans des zones rurales.
Celles qui distribuent plus de 500 m3 de carburant par an sont assujetties à l'obligation de déclarer les prix pratiqués dans leurs stations (arrêté du 8 juillet 1988) sur le site internet « prix-carburants.gouv.fr », ce qui permet à l'administration d'avoir une connaissance fine de l'essentiel du maillage français.

Les projets récents visant à accompagner les stations-service en difficulté pour assurer la modernisation et la diversification de leurs infrastructures impliquent d'identifier les stations-service susceptibles de bénéficier d'une aide financière.

ACTION LOG PET 3

ACCOMPAGNER LES STATION-SERVICE DANS LEUR TRANSFORMATION

Des mesures sont prévues pour accompagner les stations-service indépendantes essentielles au maillage territorial :
→ Accompagner, dans la durée, les stations-service indépendantes dans la diversification de leurs activités (installation d'IRVE[36], nouvelles activités hors énergies).
→ Engager des réflexions sur les modèles "socio-économiques" de « stations du futur » intégrant la diversité des mobilités et les services associés adaptés aux stations-services-indépendantes.

En outre, afin de rendre exhaustive la connaissance du maillage dont dispose l'administration, notamment dans les zones dont le maillage est moins dense, des travaux sont en cours pour créer une obligation de déclaration d'existence des points d'avitaillement en carburants ouverts au public sur le site prix-carburant.gouv.fr, qui pourrait également permettre de recueillir les informations permettant à l'Etat de mieux connaître l'ensemble des stations (énergies distribuées et volumes distribués, type de stations[37], services proposés hors carburants).

Enfin, des études régulières sont menées par l'Etat pour s'assurer du maintien d'un maillage dense et d'anticiper la création de zones blanches, au regard de plusieurs indicateurs, et notamment l'accessibilité (mesuré en minutes) des stations pour les populations équipées d'un véhicule thermique. La répartition des stations sur le territoire est aujourd'hui satisfaisante, et si quelques départements restent à surveiller tous respectent le critère d'accessibilité figurant dans la précédente PPE, à savoir que 90% des particuliers du département sont situés à moins de 25 minutes d'une station-service.

ACTION LOG PET 4

SUIVRE LE MAILLAGE DES STATIONS-SERVICE POUR ANTICIPER LE RISQUE D'APPARITION DE ZONES BLANCHES

→ Améliorer la connaissance des stations-service et de leurs caractéristiques en créant une obligation de recensement pour toutes les stations.

→ Mener régulièrement les études sur le maillage actuel et les prospectives d'évolution du maillage en tenant compte de l'évolution des usages et des stratégies de fermeture, de maintien ou de transformation des acteurs de la distribution et en interaction avec les instances publiques locales pour identifier les stations essentielles.

4.2. La sécurité d'approvisionnement en produits gaziers

4.2.1. Niveau et critère de sécurité d'approvisionnement en gaz

La sécurité d'approvisionnement en gaz naturel consiste à assurer la continuité de fourniture de gaz, au regard des différents risques auxquels le système gazier est confronté, notamment les aléas climatiques et les pertes de sources d'approvisionnement, ainsi que la continuité d'acheminement

36 Infrastructures de recharges pour véhicules électriques.

37 Groupes pétroliers, grandes et moyennes surfaces, indépendantes…

du gaz naturel sur le réseau, notamment au regard des risques de congestion.

L'objectif de sécurité d'approvisionnement en gaz naturel correspond à la possibilité d'assurer l'approvisionnement des consommateurs de gaz naturel, à l'exception des consommateurs ayant accepté contractuellement une fourniture susceptible d'interruption, lors :

- D'un hiver froid tel qu'il s'en produit statistiquement un tous les cinquante ans ;
- De température extrêmement basse pendant une période de trois jours telle qu'il s'en produit statistiquement une tous les cinquante ans.

Ce niveau de sécurité d'approvisionnement est plus strict que le niveau minimal prévu par le règlement (UE) 2017/1938. Au regard des incertitudes associées à la réorganisation du système gazier, à la suite de la réduction des exportations de gaz russe vers l'Union européenne, il est proposé de ne pas modifier le critère actuel mentionné ci-dessus.

Les outils permettant d'assurer la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel peuvent être classés en trois grandes catégories :

- Des outils permettant de dimensionner le système gazier dans une vision prospective ;
- Des obligations assignées aux acteurs gaziers, en particulier les fournisseurs ;
- Des mesures de sauvegarde en cas de crise gazière.

4.2.2. Le dimensionnement du système gazier

Au cours de la dernière décennie, le système gazier a fait l'objet d'importants renforcements afin de faciliter les flux de gaz naturel.

Le système gazier est aujourd'hui doté de sept points d'interconnexion principaux et de cinq terminaux méthaniers localisés sur trois façades maritimes, permettant un accès à des sources de gaz diversifiées.

Depuis 2021, la limitation des exportations de gaz naturel décidée unilatéralement par le gouvernement russe a eu des conséquences majeures sur le fonctionnement du système gazier européen. L'approvisionnement en gaz naturel de l'Allemagne et de la Belgique a été fortement impacté et les possibilités d'importation de gaz naturel depuis ces deux pays vers la France ont disparu. L'installation temporaire d'un terminal méthanier flottant dans le port du Havre, pour une durée maximale de cinq ans, a permis de retrouver des marges de redondance, afin d'être en mesure de préserver l'approvisionnement en gaz naturel et les capacités de transit en cas d'indisponibilité d'une infrastructure gazière majeure. La poursuite de la baisse des importations de gaz naturel devrait permettre de retrouver d'ici 2028 des marges de flexibilité permettant d'atteindre cet objectif sans avoir recours à la capacité additionnelle du terminal méthanier flottant.

Au sein du territoire métropolitain continental, les flux de gaz sont assurés par le biais d'un maillage des réseaux de transport et de distribution, fonctionnant en synergie avec des infrastructures de stockage de gaz naturel. Les possibilités de circulation du gaz naturel au sein du système gazier français sont considérées comme suffisantes pour permettre la mise en œuvre d'une zone d'équilibrage unique, effective depuis le 1er novembre 2018.

Le dimensionnement actuel du système gazier permet d'assurer l'approvisionnement des consommateurs français. Compte tenu des perspectives de baisse de la consommation de gaz naturel, il sera recherché une optimisation de l'utilisation des infrastructures actuelles, voire une réduction de celles-ci. Cette optimisation de l'utilisation des infrastructures existantes concerne tout particulièrement les infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel. L'article L. 421-3-1 du code de l'énergie prévoit pour cela la définition dans le cadre de la programmation pluriannuelle de l'énergie des infrastructures de stockage qui garantissent la sécurité d'approvisionnement à moyen

et long termes.

Au regard des incertitudes associées à la réorganisation du système gazier, à la suite de la réduction des exportations de gaz russe vers l'Union européenne, il est proposé d'assurer le maintien en activité des infrastructures de stockage actuelles, tout en ajustant leur capacité.

Les infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel qui doivent rester en activité pour garantir la sécurité d'approvisionnement à moyen et long termes sont celles listées ci-dessous, représentant un volume utile de 133,4 TWh PCS et une capacité de soutirage de 2 196 GWh PCS/j pour un remplissage correspondant à 45 % du volume utile :

Infrastructure	Exploitant	Année de mise en service	Type de stockage
Beynes	Storengy	1956	Aquifère
Céré-la-Ronde	Storengy	1993	Aquifère
Cerville-Velaine	Storengy	1970	Aquifère
Chemery	Storengy	1968	Aquifère
Etrez	Storengy	1980	Salin
Germigny-sous-Coulomb	Storengy	1982	Aquifère
Gournay	Storengy	1976	Aquifère
Lussagnet / Izaute	Teréga	1957	Aquifère
Manosque	Géométhane	1993	Salin
Saint-Illiers-la-Ville	Storengy	1965	Aquifère
Tersanne / Hauterives	Storengy	1970	Salin

4.2.3. Les obligations assignées aux acteurs gaziers

Obligations de continuité de fourniture

Les fournisseurs de gaz naturel ont l'obligation d'assurer la continuité de fourniture pour tous leurs clients, à l'exception des clients ayant un contrat interruptible, au niveau correspondant à l'objectif de sécurité d'approvisionnement mentionné au 5.2.1.

Par ailleurs, les fournisseurs de gaz naturel ont l'obligation d'être en mesure d'assurer la continuité de fourniture de ces mêmes consommateurs, y compris en cas de disparition pendant six mois au maximum de la principale source d'approvisionnement dans des conditions météorologiques moyennes. La fourniture de gaz sur le marché français est soumise à autorisation ministérielle. Des justifications permettant de vérifier le respect des obligations de continuité de fourniture peuvent être demandées à l'occasion de la mise à jour annuelle des autorisations de fourniture.

Obligations de diversification

Au-delà d'une certaine part de marché, un fournisseur de gaz naturel est tenu de diversifier les points d'entrée de son approvisionnement sur le territoire national. Les modalités de cette obligation sont précisées à l'article R. 121-1 du code de l'énergie. Afin de ne pas pénaliser les nouveaux entrants, cette mesure ne s'applique pas en dessous de 5 % de parts de marché.

Obligations visant la continuité d'acheminement

Les gestionnaires des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel doivent dimensionner leurs infrastructures de manière à pouvoir assurer l'acheminement du gaz naturel au niveau correspondant à l'objectif de sécurité d'approvisionnement.

Les opérateurs d'infrastructures sont également tenus, au titre des obligations de service public, de

faire connaître à l'avance les dates d'indisponibilité de leurs ouvrages afin de permettre aux fournisseurs d'assurer la continuité de fourniture.

Obligation de remplissage des capacités de stockage souscrites dans les infrastructures essentielles

Afin d'éviter des stratégies d'accaparement des capacités des infrastructures essentielles de stockage souterrain de gaz naturel, l'article L. 421-7 du code de l'énergie dispose que les fournisseurs de gaz ayant souscrit des capacités de stockage dans ces infrastructures ont l'obligation d'assurer un niveau de remplissage minimum au 1er novembre.

Obligation de mise sur le marché des stocks de gaz naturel

Les articles L. 421-3 et L. 431-9 du code de l'énergie disposent que les fournisseurs de gaz naturel ont l'obligation de proposer, lors des appels au marché organisés par les gestionnaires de réseau de transport de gaz naturel pour des questions d'équilibrage du réseau, les stocks de gaz naturel non utilisés et techniquement disponibles conservés dans les infrastructures essentielles de stockage souterrain de gaz naturel et les stocks de gaz naturel liquéfié non utilisés et techniquement disponibles conservés dans les terminaux méthaniers.

4.2.4. Les mesures de sauvegarde en cas de crise gazière

En cas de crise, et lorsque les mesures préventives ne sont pas suffisantes pour garantir l'approvisionnement en gaz naturel des consommateurs français, des dispositifs spécifiques peuvent être activés :

- la recommandation par les pouvoirs publics de modérer la demande d'énergie ;
- l'activation des contrats d'interruptibilité de la consommation de gaz naturel ;
- en dernier ressort, le délestage de consommateurs par le gestionnaire de réseau auquel ils sont raccordés ;
- un appel à la solidarité européenne si ces mesures ne sont pas suffisantes pour maintenir l'approvisionnement des consommateurs résidentiels et des services sociaux essentiels.

Une revue générale de ces mesures a été conduite en 2022 et 2023.

L'interruptibilité de la consommation de gaz naturel

La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte a prévu la possibilité de mettre en œuvre des dispositifs d'interruptibilité par lesquels certains consommateurs s'engagent auprès des gestionnaires de réseau à réduire leur consommation en cas de besoin. En cas d'identification d'un besoin supplémentaire de flexibilité, des capacités interruptibles pourront être contractualisées.

Le délestage de la consommation de gaz naturel

Une insuffisance de gaz naturel en un point du réseau peut conduire le gestionnaire de ce réseau à procéder au délestage de certains consommateurs. Ces mesures, qui peuvent avoir un caractère local ou national, visent à contraindre un consommateur à réduire ou suspendre sa consommation. Comme il n'est pas possible de procéder à un délestage automatique à distance, le gestionnaire du réseau contacte directement le consommateur de gaz naturel pour lui demander de réduire ou d'arrêter sa consommation de gaz naturel.

L'appel à la solidarité européenne

Le règlement (UE) 2017/1938 prévoit la mise en place d'un mécanisme de solidarité européenne en cas de crise gazière. Dans des situations extrêmes, si la demande des consommateurs résidentiels et des services sociaux essentiels n'est pas en mesure d'être satisfaite, même après le délestage de l'ensemble des autres consommateurs, la France pourrait y faire appel afin d'obtenir des Etats membres voisins le gaz naturel nécessaire. Réciproquement, l'Allemagne, la Belgique ou l'Espagne pourraient faire appel à ce mécanisme, ce qui entrainerait le délestage de consommateurs industriels

et le versement d'une compensation en contrepartie.

4.3. La sécurité d'approvisionnement en électricité et l'optimisation du système électrique via un bouquet de flexibilités

La sécurité d'approvisionnement électrique est définie comme le maintien de l'équilibre **entre la production et la demande d'électricité à tout instant en particulier lors des plus fortes pointes de consommation.** Cet équilibre est soumis à divers aléas : excès de demande, par exemple dû à des circonstances climatiques, indisponibilité du parc de production, etc. Un défaut d'équilibrage peut affecter instantanément toute la plaque européenne connectée. Le maintien de l'équilibre est assuré par RTE, qui est responsable de l'équilibre du système électrique français.

L'enjeu principal est donc le dimensionnement du système électrique pour couvrir non seulement les besoins annuels en énergie mais également les passages des pointes de consommation en puissance, en parallèle de sa décarbonation. Le passage des pointes de consommation repose en premier lieu sur la « flexibilité » du système électrique, c'est-à-dire la capacité du système électrique à s'adapter à la variabilité des modes de production et de consommation et à la disponibilité du réseau, selon les échéances pertinentes du marché[38]. Cela correspond à l'ajustement à la hausse ou à la baisse de la consommation et de la production, afin de pouvoir assurer l'équilibre entre ces deux grandeurs à tout moment. Cette flexibilité peut être mobilisée aussi bien du côté de l'offre (moyens de production tels que les centrales hydroélectriques par exemple), que de la demande (interruption de la consommation lors des pics, déplacements des consommations aux heures creuses), et comprend également le stockage (incluant notamment les batteries électriques et les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP)) ainsi que les interconnexions entre pays voisins.

Comme souligné dans le chapitre 6 sur l'équilibre offre-demande et flexibilités du Bilan prévisionnel 2023 de RTE publié le 16 juillet 2024[39], **l'essor des énergies renouvelables, nécessaire pour atteindre l'objectif de neutralité carbone, devra s'accompagner d'un recours accru aux flexibilités** à partir de 2030, qui pourra être assuré par différentes combinaisons de pilotage de la consommation et de la production que l'on nommera « bouquets de flexibilités » dans la suite de ce chapitre.

4.3.1. Le critère de sécurité d'approvisionnement

Le critère de sécurité d'approvisionnement français constitue le **principal outil réglementaire qui permet de dimensionner le système électrique** pour assurer sur le moyen terme la sécurité d'approvisionnement en électricité.

Depuis la publication du décret PPE 2 en 2020, il est désormais défini comme un **double critère prévoyant que le risque de déséquilibre offre-demande ne peut pas dépasser trois heures par an en moyenne et que la durée moyenne annuelle de délestage doit demeurer inférieure à deux heures.** La « défaillance » du système électrique se définit ainsi comme la nécessité de recourir aux moyens de sauvegarde (hors dispositifs de marché) et en dernier recours au délestage.

[38] Selon le règlement du parlement européen et du conseil 2023/ 0077/A(COD) au sujet de l'amélioration de l'organisation du marché de l'électricité de l'Union qui sera transcrit en droit national.

39 https://assets.rte-france.com/prod/public/2024-07/BP2023-chapitre6-Equilibre-offre-demande-flexibilite.pdf

Cette définition figure dans le code de l'énergie (article D. 141-12-6) et son niveau est fixé par le ministre en charge de l'énergie par voie réglementaire sur la base des études de RTE. Il résulte d'un **arbitrage d'intérêt général entre les avantages que retirent les consommateurs du fait d'un moindre risque de coupures d'électricité et le coût supporté par la collectivité pour développer des moyens supplémentaires d'offre de production et d'effacement de consommation pour réduire ce risque**.

La détermination du critère de sécurité d'approvisionnement est harmonisée, depuis 2019, au niveau européen. L'étude publiée par RTE en 2022[40] a permis de **confirmer la conformité de la méthode utilisée en France avec les exigences européennes et a conduit à confirmer par arrêté d'août 2022[41], sur proposition de la CRE[42], le niveau du critère actuel.** C'est donc **par rapport à ce standard que RTE conduit l'analyse de sécurité d'approvisionnement.** Il est à noter que ce critère de sécurité d'approvisionnement figure à ce jour parmi les plus exigeants d'Europe.

ACTION APPRO ELEC.1

POURSUIVRE LES REFLEXIONS ET TRAVAUX SUR LES POSSIBILITES D'EVOLUTION OU D'ENRICHISSEMENT DU CRITERE DE SECURITE D'APPROVISIONNEMENT, EN LIEN AVEC RTE, LA CRE ET AU NIVEAU EUROPEEN

→ Prendre en compte dans les réflexions d'évolution du critère de sécurité d'approvisionnement le développement du stockage dans des proportions importantes et la profondeur de défaillance et l'énergie non distribuée (c'est-à-dire le nombre de clients coupés et pas uniquement la durée de la coupure) pour mieux répondre aux enjeux de la transition énergétique et aux attentes de la société.

→ Poursuivre l'analyse de divers stress-test pour l'étude du respect du critère pour mieux évaluer la résilience du système électrique en lien avec les travaux de RTE (partie 6.2.1.4 du BP de RTE de 2023).

40 RTE, *Proposition pour la mise à jour du critère de sécurité d'approvisionnement du système électrique français*, 2022
41 Arrêté du 5 août 2022 relatif au critère de sécurité d'approvisionnement électrique
42 Délibération n°2022-152 de la CRE du 25 mai 2022 portant proposition d'une valeur du critère de sécurité d'approvisionnement électrique pour la France métropolitaine continentale

4.3.2. L'évolution de la sécurité d'approvisionnement sur l'horizon de la PPE

Depuis quinze ans, le risque sur la sécurité d'approvisionnement a augmenté notamment en raison de la réduction de la disponibilité des centrales nucléaires et de la fermeture des moyens thermiques avec un risque accru entre 2020 et 2023. Les conditions réelles ont toutefois été favorables (baisse de la consommation à partir de la fin 2022, bonnes conditions météorologiques, apport des interconnexions) et ont permis d'éviter le recours à des mesures de délestage.

Focus : Expérimentation du dispositif de limitation de puissance électrique au compteur en cas de crise

A la suite des fortes tensions constatées par RTE lors de l'hiver 2022-2023 impactant l'approvisionnement électrique et l'équilibre entre la production et la consommation, les pouvoirs publics ont demandé à Enedis de travailler à une nouvelle mesure de sauvegarde qui pourrait permettre d'éloigner le risque de délestage, c'est-à-dire de l'interruption temporaire de toute l'alimentation électrique du foyer. Le délestage est en effet l'ultime mesure pour sécuriser le réseau électrique.

Enedis a identifié une nouvelle mesure collective pour baisser la consommation d'électricité en France lors de situations tendues (EcoWatt orange ou rouge) : la limitation provisoire de puissance. Face à un risque de coupure en France, cette mesure viserait à préserver un minimum d'alimentation électrique pour tous les clients particuliers en la limitant aux usages essentiels avec une puissance de 3kVA. Cette opération serait réalisée via le compteur Linky sur les périodes de pointes de la consommation d'un jour ouvré (6h30-13h30 et 17h30-20h30), durant un laps de temps restreint pour chaque client (2h maximum), par roulement.

Limiter la consommation des clients particuliers peut être contraignant. Mais c'est une nouvelle option pour tenter d'éloigner le risque de coupures temporaires un jour de grande tension entre production/consommation, ou à défaut, si cela n'était pas suffisant, de réduire significativement le nombre de foyers impactés par le délestage programmé.

Ce dispositif n'a pour l'instant été testé qu'à titre expérimental, en février 2024, dans un seul département : le Puy-de-Dôme. L'expérimentation s'est déroulée de façon satisfaisante, les ordres de limitation et ensuite de remise à la puissance nominale ayant été correctement transmis. Un bilan de cette expérimentation a été réalisé par Enedis en juillet 2024, notamment pour identifier la faisabilité technique et le gain qu'apporterait cette mesure si elle était déployée à grande échelle.

ACTION APPRO ELEC.2

ETUDIER L'INTEGRATION DU DISPOSITIF DE LIMITATION DE PUISSANCE ELECTRIQUE A LA PALETTE DE MESURES DU PLAN DE SAUVEGARDE DU RESEAU ELECTRIQUE

Mener cette étude en fonction des conclusions du bilan de l'expérimentation conduite en 2024 (cf. focus ci-dessus), et de la faisabilité technique d'appliquer une telle mesure à l'échelle du territoire métropolitain.

RTE indique dans son Bilan prévisionnel 2023 que **le système électrique français a désormais franchi la période la plus délicate identifiée dans les études passées**. **Pour les années à venir, le risque de déséquilibre entre l'offre et la demande d'électricité va se réduire et devrait respecter le critère réglementaire.** Cette amélioration progressive sera permise essentiellement par l'augmentation de la disponibilité du nucléaire, même s'il n'est pas attendu qu'elle retrouve son niveau du début des années 2010. Elle découle également du développement des renouvelables, notamment de la mise en service des premiers parcs éoliens en mer qui est indispensable pour la sécurité d'approvisionnement. Les interconnexions avec les pays voisins continueront de jouer un rôle favorable, de même qu'elles avaient été déterminantes pour le passage de l'hiver 2022-2023.

Pour la période 2024-2027, RTE indique que la prolongation pour quelques années de la capacité de production des dernières centrales au charbon offre une sécurité supplémentaire pour aller au-delà du critère, notamment en cas de situation particulièrement dégradée. Leur mise à l'arrêt anticipée est possible mais à certaines conditions sur le plan de la sécurité d'approvisionnement : une disponibilité élevée du parc nucléaire, une augmentation modérée de la consommation d'électricité et le fonctionnement nominal de l'EPR de Flamanville, préalable à la fermeture de la centrale de Cordemais du fait des contraintes spécifiques sur l'alimentation de la Bretagne. Dans tous les cas, RTE conclut que dans l'hypothèse où le besoin de capacités thermique serait avéré, « cette contribution assurantielle » serait limitée et porterait sur un volume d'heures faible en moyenne et compatible avec les plafonds d'émissions actuellement prévus par la loi et la réglementation.

A l'horizon 2030, l'accélération de la décarbonation crée un besoin de capacité supplémentaire, qui peut être comblé par différentes solutions, du pilotage de la consommation à la conversion ou la construction de centrales thermiques décarbonées. RTE analyse que le besoin de capacités ne se résume pas à des capacités contribuant à la couverture d'épisodes courts et ponctuels lors des périodes de pointe (effacements, stockage par batteries) mais s'étend à des capacités de production pouvant être mobilisables sur des périodes plus longues (centrales thermiques décarbonées, STEP, etc.) compte tenu des caractéristiques des défaillances variées.

A l'horizon 2035, le niveau de sécurité d'approvisionnement est conditionné à la capacité de la France à avoir engagé dès l'horizon 2030 un certain nombre de mesures (électrification, flexibilisation des usages, actions de sobriété et d'efficacité énergétique) et à la réussite de défis industriels (prolongation du nucléaire, développement de l'éolien en mer, flexibilisation de l'électrolyse). Les besoins pour la sécurité d'approvisionnement à cet horizon sont plus incertains mais devraient en principe diminuer. Selon RTE, l**es capacités déployées au titre du bouquet de flexibilité pour 2030 constituent un choix sans regret pour assurer la sécurité d'approvisionnement en 2030 comme en 2035 et sur le plus long terme.**

4.3.3. Les stratégies poursuivies pour combler le besoin en capacités supplémentaires à horizon 2030

Comme indiqué dans le chapitre 6 « Equilibre offre-demande et flexibilités » du Bilan prévisionnel 2023 de RTE publié le 16 juillet 2024[43], différents « bouquets de flexibilité » pourront couvrir les besoins de capacités supplémentaires d'ici 2030.

Figure 6.22 Solutions pour assurer l'équilibrage en puissance au sens du critère réglementaire à l'horizon 2030 : les différents « bouquets de flexibilité » possibles

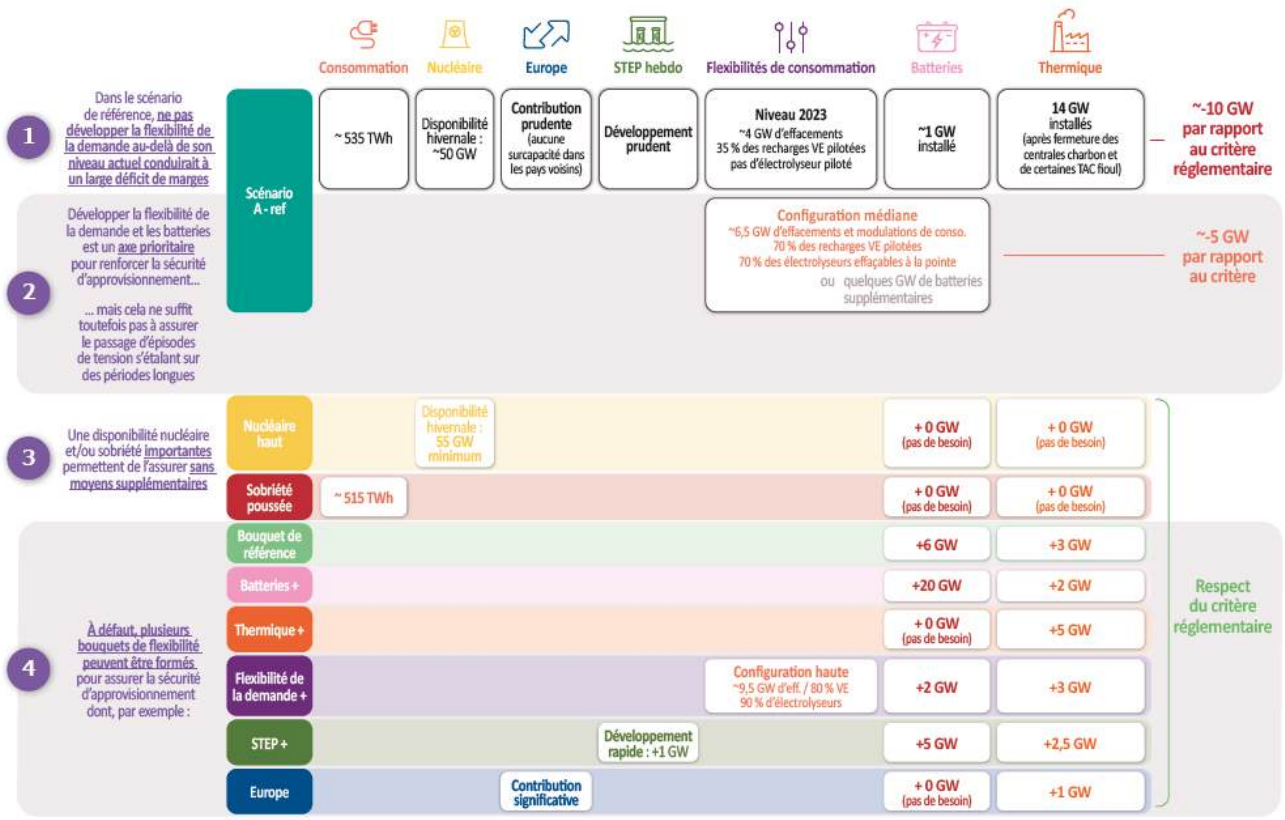


Figure 31. Solutions pour assurer l'équilibrage en puissance au sens du critère réglementaire à l'horizon 2030 : les différents « bouquets de flexibilité » possibles (RTE)

Des mesures de soutien spécifiques ont déjà été mises en place ces dernières années comme l'appel d'offre effacement par lequel RTE contractualise chaque année entre 2018 et 2023 des capacités d'effacement. En 2024, la Commission a approuvé au titre des Aides d'Etat le 21 décembre 2023, pour la période de 2024 au premier trimestre 2026, un nouveau dispositif de soutien via un appel d'offres ouvert aux flexibilités décarbonées (incluant les effacements et le stockage). Les effacements participent également, au même titre que les installations de production d'électricité, aux mécanismes de marché (mécanisme d'ajustement, réserves, mécanisme « NEBEF »). Le mécanisme de capacité, opérationnel depuis 2016 et autorisé jusqu'en 2026, est actuellement en cours de refonte pour l'hiver 2026-2027 et devra soutenir le développement des nouvelles flexibilités requises pour la sécurité d'approvisionnement.

D'après le BP de RTE, le besoin de thermique additionnel atteint ainsi 3 GW dans le bouquet de référence et entre 2 et 5 GW dans les autres bouquets. Il peut techniquement être couvert par le

43 https://assets.rte-france.com/prod/public/2024-07/BP2023-chapitre6-Equilibre-offre-demande-flexibilite.pdf

maintien des centrales appelées à fermer (dernières centrales au charbon) ou susceptibles de le faire (turbines à combustion et cogénérations les plus anciennes…), par la conversion de certaines de ces unités à la biomasse, ou encore par la construction de nouvelles unités thermiques fonctionnant d'emblée avec des carburants décarbonés. Dans d'autres configurations (avec une sobriété poussée ou avec une disponibilité du nucléaire supérieure à 55 GW en hiver), le besoin de thermique additionnel peut être nul.

ACTION APPRO ELEC.4

POURSUIVRE **LES ANALYSES ET TRAVAUX AVEC RTE ET L'ADEME[44] D'IDENTIFICATION DES OBJECTIFS ET MESURES RELATIFS AUX FLEXIBILITES ET AU DEVENIR DU PARC THERMIQUE EN COHERENCE NOTAMMENT AVEC L'IMPLEMENTATION DE LA REFORME DU MARCHE DE L'ELECTRICITE.**

- **Considérer la flexibilité dans son ensemble**, c'est-à-dire la capacité à moduler[45], simultanément ou non, la courbe de charge nationale, afin de répondre aux besoins du système électrique en 2030 et 2035 que ce soit pour sa sécurité d'approvisionnement, l'optimisation du système électrique et la gestion du réseau.
- **Définir les bouquets de flexibilités adéquats et des indicateurs potentiels** (par exemple « consommation résiduelle ») afin de caractériser le besoin de pilotage auquel doit répondre le système électrique.
- **Encourager le développement de nouvelles flexibilités de sauvegarde, en s'appuyant par exemple sur le signal Ecowatt pour limiter automatiquement la consommation de certains équipements dans le tertiaire ou chez les particuliers**.
- **Pérenniser le mécanisme de capacité après 2026 et étudier les besoins d'adaptation à y apporter** afin qu'il réponde à l'évolution du mix électrique et aux besoins futurs du système tout en assurant l'atteinte du critère de sécurité d'approvisionnement et soutenant la viabilité économique des flexibilités nécessaires.

- **Le développement de la flexibilité de la demande**

La flexibilité de la demande, consistant à réduire ou augmenter la consommation d'électricité d'un site donné ou d'un groupe de sites, ponctuellement ou structurellement, pour répondre aux besoins du système électrique, s'impose comme **un axe prioritaire qui permet de réduire les risques de déséquilibre de courte durée à moindre coût**.

La gestion de la pointe de consommation nécessite de pouvoir faire appel à la fois à **des baisses de consommations ponctuelles répondant à des signaux de marché de court terme (les effacements),**

44 Avis d'experts Ademe et flexibilité du système électrique de mars 2024 et avis d'experts sur le stockage de mars 2024 : https://librairie.ademe.fr/ged/8635/Avis-d-expert-Flexibilite-electrique-vf.pdf
https://librairie.ademe.fr/ged/8626/Avis_d_Experts_Stockage_vf.pdf

45 La modulation de la consommation (resp. de la production) d'électricité désigne toute action du consommateur final (resp. du producteur), régulière ou ponctuelle, visant à modifier volontairement à la hausse ou à la baisse le niveau de soutirage effectif (resp. d'injection) d'électricité sur les réseaux publics de transport ou de distribution d'un ou plusieurs sites de consommation.

mais aussi à des baisses de consommations plus structurelles permettant de déplacer des volumes plus importants au meilleur moment pour le bon fonctionnement du réseau électrique tout en protégeant le consommateur via par exemple des offres de fourniture horo-saisonnalisées, des offres à pointes mobiles ou les heures pleines/heures creuses. **L'horo-saisonnalité du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE),** défini par la Commission de régulation de l'énergie et payé par l'ensemble des utilisateurs du réseau électrique, constitue à cet égard une incitation envoyée aux fournisseurs à transmettre des signaux plus différenciés aux clients finals.

ACTION APPRO ELEC.5

ELABORER UN « PLAN DE PASSAGE A L'ECHELLE DES FLEXIBILITES DE LA DEMANDE » EN RENFORÇANT LES INCITATIONS ECONOMIQUES AU PILOTAGE ET AU POSITIONNEMENT DE LA CONSOMMATION

- **Favoriser le placement optimal des plages d'heures creuses dans le cadre des prochains TURPE (TURPE 7 et 8)** dans un contexte de développement continu des énergies renouvelables, en particulier du photovoltaïque, faisant apparaître de nouvelles contraintes et opportunités pour le système électrique.
- **Favoriser le développement des offres tarifaires valorisant la flexibilité des usages** tout en protégeant au mieux le consommateur comme par exemple les offres à pointes mobiles (effacements indissociables de la fourniture (EIF)) et des tarifs horosaisonnalisés tout en encourageant le développement de nouveaux produits de marché.
- **Développer des incitations économiques ou des obligations réglementaires pour le pilotage des nouveaux équipements,** en particulier pour les chauffe-eaux, les bornes de recharge pour véhicule électrique ou les systèmes de chauffage ou de climatisation.
- Etudier les conditions techniques et économiques nécessaires au développement de l'effacement des électrolyseurs à la pointe.
- **Encourager et suivre la publication régulière par RTE d'un « baromètre des flexibilités de la demande »** qui permettra année après année de définir des indicateurs de développement des flexibilités.

- **Stockage par batteries et STEP**

Aux horizons 2030 et 2035, les batteries et les STEP combinées aux flexibilités de la demande pourront assurer les trois quarts des besoins de modulation intra-journalière.

ACTION APPRO ELEC.6

ADAPTER LE CADRE REGLEMENTAIRE ET ECONOMIQUE DU DEVELOPPEMENT DES STEP

Adapter le cadre règlementaire et économique pour atteindre a minima 1.7 GW supplémentaire de STEP d'ici 2035, par exemple via le lancement d'appels d'offres (cf. partie Hydroélectricité 3.5.1.4)

ACTION APPRO ELEC.7

CONSOLIDER LA FILIERE INDUSTRIELLE DE PRODUCTION DE CELLULES DE BATTERIES

La France vise à consolider la filière industrielle avec une production cible de 100 à 120 GWh/an de cellules de batteries à horizon 2030, permettant d'équiper l'équivalent de l'intégralité des véhicules électriques et hybrides produits en France. La Stratégie nationale sur les batteries a permis de soutenir une quarantaine de projets innovants dans le cadre des programmes France 2030, et de la garantie de projets stratégiques (GPS), générant 8,2 milliards d'euros d'investissement. La France appuie aussi la montée en puissance de la filière batteries à travers les PIIEC, dont les projets français membres permettront de générer au total plus de 3,5 milliards d'euros d'investissement.

- **Les interconnexions**

Les interconnexions continueront à jouer un rôle majeur pour la sécurité d'approvisionnement et l'optimisation du fonctionnement du système électrique national et européen : elles permettent de solliciter à tout instant à travers l'Europe les moyens de production les moins coûteux et de contribuer largement à la réduction des émissions gaz à effet de serre de la production d'électricité en Europe. Le recours aux importations permet d'éviter des surcoûts et la construction sur le territoire français de moyens de flexibilité additionnels (en particulier de nouvelles centrales thermiques) pour couvrir les épisodes de très forte consommation.
Leur contribution est toutefois envisagée de manière volontairement prudente avec comme hypothèse que les mix des pays voisins seront dimensionnés au plus juste par rapport à leur propre critère de sécurité d'approvisionnement (non surcapacitaires). Cela conduit dans les études de RTE à une relative stabilité de la contribution des interconnexions à la sécurité d'approvisionnement de la France malgré l'augmentation des capacités d'échange.

ACTION APPRO ELEC.8

CONTINUER A DEVELOPPER LES INTERCONNEXIONS ET FIXER DE NOUVEAUX OBJECTIFS

Poursuivre ce travail en phase avec les besoins projetés, en tenant compte du rapport coûts/bénéfices, d'hypothèses prudentes et en coopérant avec nos voisins (cf partie réseaux électriques).

Etudier le coût bénéfice d'une interconnexion ou d'un raccordement entre la métropole continentale et la Corse en termes d'économies pour la collectivité et de sécurité d'approvisionnement.

4.4. La sécurité d'approvisionnement en uranium

Pour les besoins de la production nucléaire, le parc nucléaire français a recours à différents types de combustibles nucléaires conçus à partir d'uranium naturel ou issu du retraitement, sous forme d'UOx ou de MOx. La sécurité d'approvisionnement en uranium relève d'EDF, qui gère l'ensemble du parc électronucléaire français.

Les besoins de l'électricien en uranium dépendent principalement de :

- l'évolution du parc nucléaire et de ses modalités de fonctionnement ;
- la stratégie de recyclage des combustibles usés, de nature à répondre aux objectifs d'indépendance et de souveraineté énergétique dès lors qu'elle offre un potentiel de réduction de 10 % du besoin français d'uranium naturel grâce à la filière MOx et de 15 % supplémentaires grâce à la filière URE, soit un total de 25 % de réduction. Le multi-recyclage du plutonium et de l'URT pourrait par ailleurs constituer, à moyen terme, une étape supplémentaire dans la valorisation des combustibles usés et l'économie des ressources en uranium, à hauteur de 40 % par rapport à un cycle ouvert.

Pour renforcer sa sécurité d'approvisionnement, EDF utilise plusieurs leviers :

- la diversification géographique et commerciale des sources d'approvisionnement pour chaque étape du cycle du combustible (la mine, la conversion[46], l'enrichissement et la fabrication des assemblages). Cette diversification est particulièrement importante sur la mine, puisqu'EDF se fournit dans plusieurs pays (notamment le Niger, le Kazakhstan, le Canada, l'Australie)[47] ;
- la sécurisation contractuelle sur le long terme. Les besoins d'EDF pour chaque étape du cycle sont couverts en règle générale pour une dizaine d'années auprès de ses principaux fournisseurs ;
- la gestion des stocks. EDF conserve des stocks importants d'uranium sur l'ensemble du cycle du combustible nucléaire (mine, conversion, enrichissement, combustible neuf, combustible en réacteur, combustible en réserve). Ces stocks permettent d'assurer un fonctionnement des réacteurs du parc électronucléaire français sur plusieurs années, répondant ainsi aux risques de rupture d'approvisionnement.

ACTION APPRO U.1

ASSURER LA SECURITE D'APPROVISIONNEMENT EN URANIUM

La filière française garantira la disponibilité en uranium nécessaire au fonctionnement du parc nucléaire français existant et aux nouvelles capacités envisagées, en poursuivant notamment les efforts de diversification géographique des sources d'approvisionnement et de sécurisation des chaînes d'approvisionnement.

4.5. La sécurité d'approvisionnement en 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 SNBC2, la consommation de ressource en biomasse, à la hausse dans la plupart des secteurs, dépassait d'environ 7% la ressource domestique.

Les derniers travaux de modélisation des scénarios énergie-climat réalisés pour la SNBC3 confortent l'idée que la transition mobilisera davantage de biomasse (produits, déchets et résidus d'origine biologique). Ces scénarios prévoient notamment une hausse de la consommation de biomasse à des fins énergétiques. En particulier, le déploiement des biocarburants dans le secteur des transports routiers et pour les soutes internationales mobilisera une quantité importante de biomasse, et l'industrie accroîtra également sa consommation de biomasse, à des fins énergétiques et non-énergétiques. Cette tendance nécessite un suivi et une gouvernance dédiée (voir plus bas).

Les ressources de biomasse (effluents d'élevage, cultures dédiées, cultures intermédiaires à vocation d'énergie, bois, biodéchets, …) et les enjeux liés à la biomasse seront détaillés dans les documents relatifs à la SNBC afin d'offrir une visibilité pour chacune des filières et de travailler aux conditions de mobilisation, qui sont différentes d'une ressource à une autre.

46 La conversion de l'URT à l'échelle industrielle est actuellement possible qu'en Russie. EDF étudie la mise en œuvre d'une filière industrielle européenne.

47 EDF n'importe plus d'uranium provenant de Russie.

Le premier enjeu est celui de la **disponibilité des ressources sur le territoire français**. 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. Dans l'état de ses modélisations, la SNBC3 porte une vision volontariste conduisant à augmenter d'environ 40% la ressource de biomasse énergétique mobilisée à l'horizon 2035 par rapport à 2019.

Le deuxième enjeu, plus complexe, est celui de **« l'allocation » optimale des biomasses entre les secteurs utilisateurs,** avec l'objectif d'assurer la meilleure adéquation possible entre la nature de la biomasse disponible et le type de vecteur énergétique (solide, gazeux ou liquide) nécessaire à chaque secteur. Il convient donc de faire des choix stratégiques quant à l'importance accordée à l'utilisation de la biomasse dans les différents secteurs, notamment en calibrant plus précisément les systèmes d'aides publiques aux filières fondant leur modèle sur la mobilisation de ressources en biomasse. Ces décisions doivent être prises en considérant différents critères (impacts environnementaux, socio-économiques, possibilité de valoriser des co produits en circuit court, …) dont les capacités individuelles de chaque filière à remplacer les énergies fossiles par d'autres vecteurs, en particulier en examinant la possibilité d'électrification comme une alternative viable à l'utilisation de la biomasse. Notamment, dans le secteur de la mobilité individuelle, 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. Une première orientation pour la priorisation de la ressource a été établie : elle priorise, parmi les usages énergétiques, les usages qui ne disposent pas de meilleure alternative.

Tableau 1 Hiérarchisation des usages de la ressource biomasse[48]

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

[48] NB : les lignes au sein des 3 blocs du tableau (« priorité » / « à développer raisonnablement » / « à modérer ») ne sont pas hiérarchisées entre elles.

TRAFIC AÉRIEN (DOMESTIQUE ET INTERNATIONAL)	Possibilité de réduire le trafic au travers du signal prix, des reports modaux et de la sobriété. Limitation de la biomasse allouée à ce secteur, qui devra financer davantage de e-fuel.
SOUTES MARITIMES	Possibilité d'utiliser des e-fuel (notamment le e-diesel issu de la production de e-kerosène). Question du niveau de trafic, avec d'une part une volonté de re-soutage en France, et de l'autre une baisse des importations en lien avec la ré-industrialisation.
TRANSPORTS – PL, BUS ET CARS, ET TRANSPORT FLUVIAL ET FERROVIAIRE	Possibilité d'électrifier davantage (y compris via H2), question d'avoir deux infrastructures coexistantes pour H2 et GNV.
TRANSPORT – VÉHICULES LÉGERS	Via des taux d'incorporation maîtrisés, et en maintenant une priorité donnée à l'électrification progressive du parc.
INDUSTRIE – CHALEUR BASSE TEMPÉRATURE	Existence d'alternatives décarbonées (PAC, solaire thermique, RCU[49], géothermie…).
RÉSIDENTIEL ET TERTIAIRE –BIOMASSE SOLIDE POUR CHAUFFAGE ET ECS PERFORMANTS	Possibilité de prioriser l'usage de la biomasse solide sur les appareils performants (après 2005) et très performants (après 2015) en incitant le remplacement des appareils non performants. Prioriser les appareils qui remplacent des équipements fossiles (fioul/GPL) en zone rurale.
OUTRE-MER (MAYOTTE, GUYANE, CORSE)	Questions sur la durabilité de l'importation de biomasse de métropole dans les OM. Possibilité de développer davantage les EnR électriques.
USAGES DONT LE DÉVELOPPEMENT EST À MODÉRER	
PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ	Privilégier d'autres solutions techniques (ex : H2, batteries) pour assurer la production thermique de pointe.
RÉSIDENTIEL ET TERTIAIRE – CHAUFFAGE ET ECS NON PERFORMANTS	Réduire l'usage des appareils peu performants (installés avant 2005) consommant de la biomasse solide.
RÉSIDENTIEL ET TERTIAIRE – CUISSON	Alternative électrique (induction notamment) plus efficace et moins dangereuse.

Au-delà du sujet d'adéquation offre-demande, il est nécessaire d'intégrer toutes les **implications environnementales et socio-économiques** du recours à la biomasse.

Le premier objectif est d'assurer **la durabilité des conditions de production de la biomasse** à la fois agricole et forestière, afin de limiter les effets indésirables. Le contraire pourrait amener à diverses conséquences : dégradation du puits forestier, des sols et de la qualité de l'eau, pertes de stocks de carbone dans le sol, déforestation et érosion de la biodiversité. Il est primordial d'analyser et d'intégrer pleinement ces implications environnementales dans la stratégie d'utilisation de la biomasse, en particulier en ce qui concerne les impacts sur la qualité de l'air. Cela peut entraîner une préférence pour l'utilisation de la biomasse dans un secteur plutôt que dans un autre, en fonction de sa capacité à gérer ces impacts. Par exemple, dans l'industrie, qui est soumise à des normes plus strictes en matière de filtration des émissions liées à la biomasse. Le second objectif et compte-tenu du fait que les terres agricoles ne sont pas extensibles à l'infini sans effets indésirables (notamment en ce qu'une telle extension peut conduire à la transformation d'écosystèmes naturels, sur le territoire ou dans des pays tiers), est d'éviter la **concurrence avec les usages alimentaires.**

La sécurité alimentaire mondiale fait l'objet d'une attention spécifique depuis plusieurs années ayant notamment motivé, dès 2009, la mise en place d'un cadre pour la « durabilité des bioénergies » dans la directive européenne relative aux énergies renouvelables (dite « RED »). La production de biocarburants conventionnels issus de ressources en concurrence avec l'alimentaire a notamment été plafonnée dans cette directive ainsi que l'usage de cultures alimentaires pour la méthanisation dans le code de l'environnement. Cette directive, qui a été complétée en 2018 et 2023, porte sur des

[49] Réseau de chaleur urbain

enjeux beaucoup plus larges que la seule question de la concurrence entre usages alimentaires et énergétiques.

Enfin, les **contraintes techniques et économiques pesant sur la production et l'utilisation de la biomasse** (coûts de transaction, inertie de systèmes agricoles, stabilité des débouchés et des prix, etc.) doivent également être prises en compte pour effectuer les projections les plus fiables possibles.

ACTION BIOMAS.1

EQUILIBRER L'OFFRE ET LA DEMANDE DE BIOMASSE POUR LE SECTEUR ENERGETIQUE

- → Afin de renforcer l'offre, mettre à jour la stratégie nationale de mobilisation de la biomasse adoptée en 2018, en veillant à assurer un dialogue et une cohérence avec les Schémas Régionaux de Biomasse ;

- → Afin de prioriser la demande et de s'assurer de la meilleure allocation possible de l'offre de biomasse, mettre en œuvre des principes de hiérarchisation (respect du principe d'utilisation en cascade de la biomasse au sens de la RED pour le bois par exemple, hiérarchisation des usages, etc), en l'appliquant en particulier au système des aides publiques aux filières consommatrices de biomasse et en renforçant la conditionnalité de ces aides, en cohérence avec le cadre européen ;

- → Renforcer la gouvernance de ces différents enjeux, la transparence et le dialogue avec les parties prenantes concernées au travers de la Commission Thématiques Interfilières « bioéconomie » telle que réformée en juillet 2024 ;

- → Améliorer la compréhension, le suivi et les projections et scénarisation sur l'offre et la demande, ainsi que l'anticipation et la prévention des impacts environnementaux en s'appuyant sur le groupement d'intérêt scientifique « biomasse » annoncé en mars 2024, et sur les travaux des cellules régionales biomasse.

- → Veiller à la durabilité des systèmes de production de biomasse (agricole, forestière…) au travers d'une application rapide, et facilement compréhensible pour les opérateurs, des dispositifs d'encadrement récemment votés au niveau européen.

4.6. Les infrastructures énergétiques et les réseaux

Les réseaux de transport et de distribution d'énergie ont connu ces dernières années des évolutions majeures, qui devront encore s'accélérer.

Les réseaux électriques connaîtront des transformations structurelles dans les années à venir tant au niveau national qu'international. Le plan d'action portant sur les réseaux électriques de l'Union européenne présenté fin novembre 2023 souligne ainsi que 580 milliards d'euros d'investissements supplémentaires dans les réseaux d'ici à 2030 seraient nécessaires. Au niveau mondial, l'Agence internationale de l'énergie (AIE) met en avant la nécessité de doubler le rythme de ces investissements d'ici 2030, en passant d'environ 300 milliards de dollars par an actuellement à 600 milliards par an. En effet, le nombre d'installations à raccorder au réseau augmente significativement avec la transition énergétique, aussi bien côté producteurs (par exemple, en France en 2023, environ 207 000 installations d'énergie renouvelable ont été raccordées au réseau public de distribution contre 61 000 en 2021) que consommateurs (raccordement des bornes de recharge pour les véhicules électriques, décarbonation de l'industrie,…). A ce titre, la prochaine PPE portera un changement d'approche pour les développements structurants des réseaux afin d'améliorer l'anticipation de ceux-ci et permettre ainsi d'accélérer les raccordements, tout en veillant à la soutenabilité pour les gestionnaires de réseau et les consommateurs de la massification envisagée des investissements.

Les réseaux de gaz devront évoluer dans leur structure comme dans leurs approches tarifaires afin de tenir compte des conséquences profondes de la décarbonation de notre système énergétique : permettre le raccordement de nouveaux projets de production de gaz renouvelables ou bas carbone, tout en voyant leur utilisation baisser du fait de la réduction globale de la consommation de gaz, ce qui impliquera de donner aux opérateurs les moyens d'accompagner prioritairement la transition des territoires usagers de gaz qui représentent les coûts fixes les plus importants.

En parallèle, une réflexion sur le développement des réseaux de nouveaux gaz (hydrogène et CO2 notamment) doit être menée en développant leur cadre régulatoire, qui devra tenir compte du nouveau cadre européen (paquet Gaz) mais également des enjeux propres à ces infrastructures (risque volume élevé, qui implique de compléter les approches de base d'actif régulé).

4.6.1. Les réseaux de chaleur et de froid

Voir partie 3.1.5.

4.6.2. Le réseau des carburants liquides

L'Etat s'assure tout au long de notre trajectoire énergie-climat que la logistique pétrolière va évoluer pour accompagner la transition énergétique dans l'objectif d'assurer la souveraineté du pays : évolution du raffinage pour assurer la production de carburants alternatifs en France et pour réduire l'utilisation d'énergie fossile dans les procédés, adaptation des infrastructures de transport, de stockage et de distribution avec changement de modèle économique des stations-services du fait de l'évolution des usages.

ACTION CARB.2

PREPARER LA TRANSFORMATION DU RESEAU DES CARBURANTS LIQUIDES

→ OBJ tout en s'assurant du maintien des capacités nécessaires pour assurer la sécurité d'approvisionnement et la souveraineté de la France pour son approvisionnement (co-traitement de pétrole brut et d'huiles biosourcées, remplacement de l'hydrogène fossile par l'hydrogène électrolytique, captation de CO2, électrification).

→ OBJ des adaptations des réseaux actuels de pipeline transfrontaliers au transport des carburants de synthèse et de biocarburants ainsi qu'à la réduction du transport de pétrole brut le cas échéant devront être conduites en lien avec les pays bénéficiaires (principalement l'Allemagne et la Suisse) et l'Organisation du Traité de l'Atlantique Nord.

4.6.3. Le réseau gazier

Le réseau gazier permet d'acheminer du gaz naturel depuis des points d'importation, des terminaux méthaniers et des installations de production de gaz renouvelables et bas-carbone jusqu'aux consommateurs et aux points d'exportation. Il comprend des canalisations de transport, des compresseurs, des réseaux de distribution, fonctionnant en synergie avec des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel.

Le réseau gazier est constitué :

- du réseau de transport destiné à transporter des volumes importants de gaz naturel sur de longues distances. Il représente près de 40 000 km de canalisations en France. Les terminaux méthaniers, les points d'interconnexion avec les réseaux des pays voisins et les infrastructures de stockage de gaz naturel, ainsi quelques centaines de très grands consommateurs de gaz naturel, sont raccordés au réseau de transport ;

- des réseaux de distribution, qui permettent d'acheminer le gaz naturel jusqu'aux consommateurs finaux, à plus basse pression et sur de courtes distances. Ils représentent plus de 200 000 km de canalisations. Les réseaux de distribution de gaz naturel sont la propriété des collectivités locales et sont opérés en concession par des gestionnaires de réseaux. Un tiers des communes françaises, concentrant près de 80% de la population, disposent d'un réseau de distribution de gaz naturel.

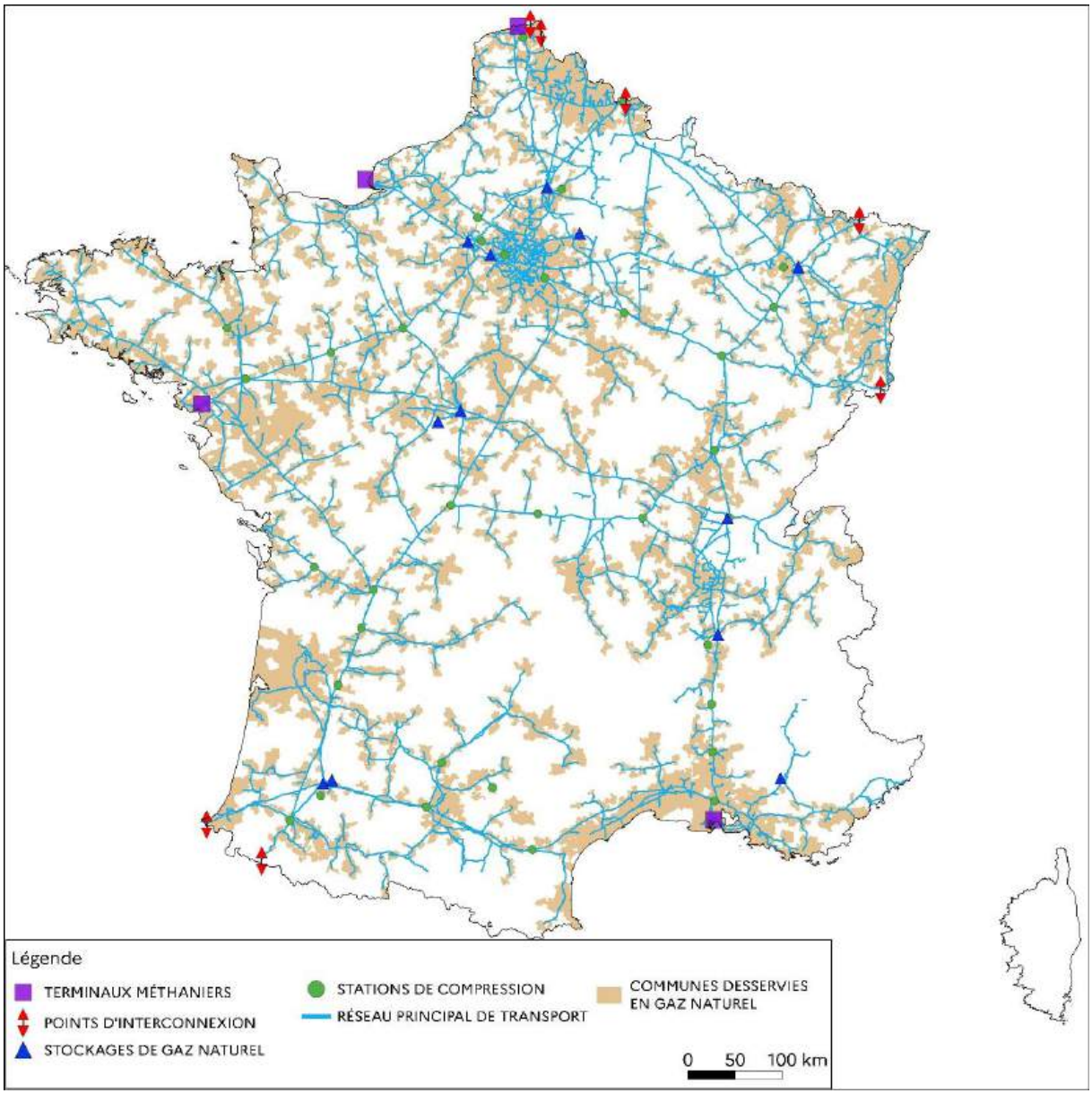


Figure 32. Le réseau gazier français en 2024

Adaptation du réseau gazier à la baisse des exportations de gaz russe vers l'Union européenne

L'approvisionnement de l'Union européenne et de la France en gaz naturel a été bouleversé par la réduction des exportations de gaz russe, qui a commencé en 2021 avant de s'accélérer en 2022, après l'invasion de l'Ukraine par la Russie.

Le système gazier français a historiquement été conçu afin de permettre aux fournisseurs de gaz naturel d'assurer des approvisionnements diversifiés et flexibles, avec notamment la canalisation Franpipe permettant des importations directes de gaz norvégien, des terminaux méthaniers permettant un accès au marché mondial du gaz naturel liquéfié (GNL) et des interconnexions avec les réseaux allemands, belges, espagnols et suisses.

Cette flexibilité du système gazier français a permis aux fournisseurs de gaz naturel de mettre en place des approvisionnements alternatifs pour compenser la baisse des exportations de gaz russe, et ainsi de préserver la fourniture de leurs clients et de contribuer à l'approvisionnement de l'Europe. La baisse des exportations de gaz russe a notamment été compensée par une augmentation des importations de GNL.

Depuis 2021, plusieurs adaptations ont été apportées au système gazier français pour tenir compte du nouveau contexte d'approvisionnement :

- les capacités d'exportation vers l'Allemagne et la Suisse ont été renforcées, dans un souci de solidarité, afin de faciliter l'approvisionnement des pays situés à l'est de la France, et qui étaient jusqu'alors plus fortement dépendants des approvisionnements en gaz russe ;

- les capacités des terminaux méthaniers ont été renforcées, en optimisant l'utilisation des équipements existants, afin de s'adapter à l'augmentation des importations de GNL ;

- un terminal méthanier flottant a été installé temporairement dans le port du Havre, pour une durée maximale de cinq ans, pour retrouver des marges de redondance, afin d'être en mesure de préserver l'approvisionnement en gaz naturel et les capacités de transit en cas d'indisponibilité d'une infrastructure gazière majeure. La poursuite de la baisse des importations de gaz naturel devrait permettre de retrouver d'ici 2028 des marges de flexibilité permettant d'atteindre cet objectif sans avoir recours à la capacité additionnelle du terminal méthanier flottant (cf § 4.2.2 Le dimensionnement du système gazier).

Le bouleversement de l'approvisionnement en gaz naturel a par ailleurs conduit à une modification des flux de gaz observés au sein du réseau français. Alors que les flux étaient jusqu'alors majoritairement en provenance du Nord-Est, la réduction des exportations de gaz russe et l'augmentation des importations de GNL dans les terminaux méthaniers conduisent désormais à l'observation de flux en provenance de l'Ouest et du Sud. Cette inversion des flux dominants peut conduire à l'observation de situations de congestion au sein du réseau français de transport de gaz naturel. Ces congestions ont jusqu'à présent pu être traitées par l'activation d'une combinaison de mécanismes, sans nouveaux investissements. Les perspectives de baisse de la consommation de gaz méthane conduisent en effet à privilégier une optimisation de l'utilisation des infrastructures existantes. La fréquence et l'importance des situations de congestion du réseau français de transport de gaz naturel continueront d'être surveillées dans les années à venir.

Adaptation du réseau gazier au développement de la production de gaz renouvelables et bas-carbone

Le réseau de gaz naturel a historiquement été conçu pour acheminer du gaz naturel depuis un nombre limité de points d'importation et de production vers les consommateurs. Les réseaux de distribution de gaz naturel sont historiquement majoritairement en milieux urbains, en particulier dans des métropoles. Une telle implantation permettait notamment de mieux amortir les coûts de ces réseaux sur une assiette de consommation plus grande.

Le développement de la production de gaz renouvelables et bas-carbone induit une multiplication des points d'injection dans les réseaux de gaz naturel, répartis sur l'ensemble du territoire, et en particulier dans des zones plus rurales où se trouvent les installations de méthanisation. Le

raccordement des installations de production de gaz renouvelables et bas-carbone requiert des investissements d'extension et de renforcement des réseaux et la construction d'installations de rebours permettant de faire circuler du gaz méthane, à l'inverse des flux habituels, des réseaux de basse pression auxquels sont raccordées certaines installations de production vers les réseaux haute pression.

Les investissements nécessaires pour l'intégration des gaz renouvelables et bas-carbone sont estimés entre 6 et 10 Md€ d'ici 2050.

Adaptation du réseau gazier à la baisse de la consommation de gaz méthane

La lutte contre le changement climatique et la sortie des énergies fossiles se traduira par une baisse de consommation de gaz méthane. Cela induit la question de la pertinence, voire de la soutenabilité économique, du maintien et du développement significatif d'un réseau de gaz méthane. La réduction de la consommation de gaz méthane réduit en effet l'assiette de répercussion des coûts fixes de réseau, ce qui en accroit les coûts unitaires, c'est-à-dire la part des coûts de réseau par volume de gaz consommé.

Une étude a été menée par la CRE et la DGEC en 2022 pour identifier les enjeux associés aux infrastructures gazières dans un contexte de baisse de la consommation de gaz méthane.

Cette étude conclut que la quasi-totalité du réseau de transport de gaz naturel demeure à moyen-terme nécessaire pour gérer les différences saisonnières et régionales entre production et consommation et le transit entre Etats membres, peu de gazoducs pouvant être convertis pour le transport d'autres gaz (H2, CO2, etc.).

Le réseau de distribution de gaz naturel a quant à lui été largement renouvelé ces dernières années, et aura un rôle pour intégrer le biogaz. Il existe peu de possibilités pour réduire significativement les coûts d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel d'ici à 2030.

En l'absence de mesures spécifiques, la répartition des coûts fixes sur une assiette de consommation de gaz méthane en baisse pourrait conduire à une augmentation des coûts unitaires associés aux infrastructures gazières.

ACTION RES GAZ 1

PREPARER LE RESEAU GAZIER A LA BAISSE DE LA CONSOMMATION DE GAZ METHANE

→ Réaliser une évaluation à la maille locale de la décroissance de la consommation afin de déterminer, en fonction notamment de l'évolution de la consommation et des possibilités de substitution par d'autres énergies, les zones où les coûts de réseaux sont susceptibles de représenter des coûts disproportionnés

→ Tirer le retour d'expérience d'initiatives qui ont pu être menées, en France ou à l'étranger, pour accompagner la baisse de la consommation de gaz méthane et mener une expérimentation, à une maille locale, sur la planification de l'évolution du réseau de distribution de gaz naturel

→ Tenir compte des perspectives de baisse de consommation gaz méthane pour l'établissement des tarifs d'utilisation des infrastructures gazières

4.6.4. Le réseau électrique

4.6.4.1. Des transformations structurantes dans les années à venir

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

- du réseau public de transport d'électricité destiné à transporter des quantités importantes d'énergie sur de longues distances, exploité à des niveaux de tension compris entre 50 et 400 kV et constitué d'environ 100 000 km de lignes ;

- et du réseau public de distribution, destiné à acheminer l'électricité jusqu'aux consommateurs finaux, en moins grande quantité et sur de courtes distances. Le réseau public de distribution est exploité à des niveaux de tension inférieurs (en dessous de 50 kV), et représente près de 1,4 millions de kilomètres de lignes.

Enjeux

Le nombre d'installations de production d'électricité est amené à croître significativement sur les prochaines années, aussi bien pour des projets raccordés au réseau de transport (centrales nucléaires, parcs éoliens en mer, grands parcs renouvelables terrestres) qu'aux réseaux de distribution (parcs renouvelables de petite et moyenne taille). Ces mises en service modifieront la typologie des flux historiquement observés sur les réseaux, à travers une augmentation de la production centralisée (issue des façades maritimes et des bassins de production nucléaire) et de localisations plus diffuses (avec des dynamiques régionales toutefois marquées, par exemple pour le solaire dans la moitié sud).

Dans le même temps, les besoins générés par l'électrification des procédés, notamment dans l'industrie ou la mobilité conduiront à des besoins en raccordement et en renforcement en forte augmentation. A elle seule, la dynamique de décarbonation dans les principales zones industrielles françaises (notamment dans les zones industrialo-portuaires de Dunkerque, de Fos-sur-Mer et du Havre-Port-Jérôme) implique une demande de raccordements d'environ 13 à 15 GW d'ici 2030 environ.

Ces évolutions impliqueront par conséquent des changements structurels et rapides dans les stratégies de développement des réseaux et les investissements associés. A titre d'illustration, pour les zones de décarbonation industrielle, RTE a engagé une « course contre la montre » dès 2022 pour planifier des infrastructures mutualisées et prioritaires et lancer les études et les procédures administratives avec une accélération significative sur les phases de concertation amont, en parallèle des évolutions législatives (lois d'accélération et industrie verte).

Pour le réseau de transport, elles seront présentées dans le futur schéma décennal de développement du réseau de transport, que RTE publiera prochainement. En ce qui concerne le réseau de distribution, elles ont été détaillées par Enedis en 2023 dans son plan préliminaire de développement du réseau.

Les enjeux associés sont multiples. Pour le réseau de transport d'électricité, RTE a présenté quatre priorités techniques : (i) lancer un programme de raccordement industriel des moyens décarbonés, (ii) renforcer la structure du réseau, (iii) renouveler le réseau et l'adapter au changement climatique et (iv) mettre en place les dispositifs permettant d'assurer la sécurité du réseau.

D'une part, l'atteinte des cibles fixées pour la décarbonation du secteur de l'énergie passera nécessairement par une augmentation et une accélération des raccordements, en particulier des énergies renouvelables électriques pour permettre leur intégration à grande échelle, des infrastructures de recharge pour véhicules électriques, et des projets de décarbonation de l'industrie.

RTE devra ainsi raccorder d'ici 2035 18 GW de parcs éoliens offshore, en plus de développer des projets structurants d'adaptation du réseau de transport pour répondre aux demandes dans les grandes zones industrielles et poursuivre le développement des interconnexions entre la France et ses voisins. Enedis a quant à lui raccordé 3,8 GW d'installations de production d'énergie renouvelable

en 2022, 4,4 GW en 2023, et prévoit que la puissance totale de ces installations double entre aujourd'hui et 2032, en passant de 35,5 GW fin 2023[50] à 70 GW en 2032[51].

D'autre part, l'apparition de nouvelles zones de production et de consommation induit en outre un besoin d'adaptations du réseau de grand transport (lignes 400 kV) pour répondre à l'augmentation et à la modification générale des flux sur le territoire national et entre pays européens. Ces adaptations se traduiront tant par des évolutions légères (changement de conducteurs par exemple), que par des restructurations plus lourdes du réseau, avec la création de nouveaux axes dans les années à venir.

Mieux planifier et anticiper les développements du réseau est dans ce contexte essentiel pour la réussite de la transition énergétique. C'est pourquoi la loi d'accélération pour la production des énergies renouvelables a apporté de premières évolutions législatives en ce sens, s'agissant notamment des schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables, élaborés par RTE en lien avec les gestionnaires de réseau de distribution.

Ces besoins surviennent par ailleurs dans un contexte où une partie importante du réseau existant doit être renouvelée pour tenir compte des enjeux d'adaptation au changement climatique (augmentation des phénomènes de canicules, de crue, etc.) et de vieillissement (le réseau de transport ayant par exemple été majoritairement construit dans l'après-guerre et pendant le développement du parc nucléaire de première génération).

Les enjeux sont également financiers, avec des trajectoires d'investissement en hausse dans les années à venir, industriels et humains (recrutements).

RTE estime qu'en raison de l'accélération de la transition énergétique, une partie des investissements prévus entre 2035 et 2050 qui sont décrits dans « Futurs énergétiques 2050 » seront en réalité avancés à la période 2030-2040. **En conséquence, le nouveau SDDR prévoira des hausses significatives d'investissements, avec un total d'environ 100 Mds€ d'ici 2040**. A titre de comparaison, le SDDR établi en 2019 prévoyait 33 Mds€ d'euros mais seulement jusqu'en d'ici 2035 et sur la base d'objectifs climatiques moins ambitieux. En ce qui concerne le réseau de distribution, Enedis envisage une augmentation à hauteur de 25 % de ses investissements annuels d'ici 2032[52], avec un passage de 4,4 Md€/an en 2022 à plus de 5 Md€/an à horizon 2032, soit un programme total de l'ordre de 100 Mds€ d'ici 2040 également.

Si les enjeux en termes d'investissement sont très importants, il faut souligner que leur financement est assuré par les utilisateurs du réseau, d'une part au travers de la contribution au raccordement et d'autre part via le tarif d'utilisation du réseau public d'électricité (TURPE). Ils ne pèsent donc pas sur le budget de l'Etat, mais ont un coût pour le consommateur d'électricité.

La révision du tarif réseau (TURPE 7) en cours permettra au réseau de mieux faire face aux besoins de financement, en apportant de la visibilité à la couverture des coûts et des nouveaux investissements, et en s'efforçant de maîtriser l'impact financier de cet effort massif de transformation des réseaux sur l'ensemble du système énergétique.

50 Projets éoliens et photovoltaïques uniquement.

51 Projection d'Enedis dans le *Plan de développement de réseau, document préliminaire 2023* : https://www.enedis.fr/sites/default/files/documents/pdf/plan-de-developpement-de-reseau-document-preliminaire-2023.pdf

52 Plan de développement des réseaux, document préliminaire 2023

Enfin, sur le plan industriel, plusieurs facteurs conduisent par ailleurs à une tension sur l'approvisionnement général de la filière des réseaux électriques. La demande en équipements connaît une forte hausse globale, ainsi qu'une forte concurrence entre les opérateurs de réseaux électriques à l'échelle mondiale. Le nombre limité de fournisseurs sur certains matériels critiques (câbles, transformateurs, stations de conversion) peut également tirer les prix à la hausse.

Ces tensions affectent d'ores et déjà les délais et les coûts d'approvisionnement pour les gestionnaires de réseaux et ainsi, le rythme de la transition énergétique, ce qui implique pour les gestionnaires de réseau d'adapter leur politique d'approvisionnement ou de standardiser leur catalogue.

Les interconnexions, essentielles à la bonne intégration du marché européen de l'électricité

La France métropolitaine est interconnectée à l'ensemble des pays limitrophes, ce qui lui permet, par sa position géographique et sa production électrique peu carbonée, d'être structurellement exportatrice, au bénéfice de sa balance commerciale. Le record historique d'exports s'établit à 20,3 GW et d'import à 18,7 GW (enregistré en 2024).

Ses capacités d'interconnexion sont amenées à se renforcer significativement d'ici 2030 par au moins cinq projets de liaisons déjà engagés (avec l'Irlande, l'Espagne, l'Allemagne et la Belgique) totalisant environ 5 GW de capacité d'échange supplémentaire. Au-delà de 2030, plusieurs projets d'interconnexion de l'ordre du gigawatt sont envisagés avec l'Espagne et le Royaume-Uni, et sont actuellement au stade des études. Les coûts associés à la réalisation d'un projet d'interconnexion sont répartis entre les Etats en fonction des bénéfices estimés du projet pour chacun d'eux, selon des modalités décidées conjointement par les régulateurs nationaux (en France, la Commission de régulation de l'énergie). L'adaptation du réseau interne constitue un prérequis indispensable à la poursuite de ces projets supplémentaires.

Le schéma de développement de réseau 2024 de RTE viendra affiner les besoins de capacité d'interconnexion supplémentaire selon les priorités d'investissement qui y seront établies.

ACTION RESELEC 1

CONTINUER A METTRE EN ŒUVRE UNE PLANIFICATION A LONG TERME DU RESEAU ELECTRIQUE, A TRAVERS LE SCHEMA DECENNAL DE DEVELOPPEMENT DU RESEAU DE TRANSPORT (SDDR) ET LES PLANS DE DEVELOPPEMENT DU RESEAU POUR LES GESTIONNAIRES DU RESEAU PUBLIC DE DISTRIBUTION

→ Déployer un cadre adapté à l'anticipation des développements des réseaux en prenant appui sur les évolutions introduites par la loi APER :

- En lançant les révisions des schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables afin d'élargir leur horizon de temps, de rendre plus robuste la planification par une incitation pour les producteurs à se déclarer en amont auprès des gestionnaires de réseau, et en prévoyant que certains investissements prioritaires puissent être engagés dès lors qu'ils sont jugés « sans regret » pour accélérer la mise à disposition des ouvrages
- Approfondir les dispositions permises par la loi APER (par exemple : gestion des files d'attente) et sortir de la logique historique de la réponse au fil de l'eau aux demandes de raccordement pour passer dans certaines zones prioritaires (comme les zones industrielles), à une logique d'offre avec des ouvrages et des

investissements mutualisés entre consommateurs, ainsi que l'envisage RTE dans son nouveau SDDR

→ Renforcer la structure du réseau permettant l'évacuation des nouvelles installations de production, l'alimentation des nouvelles zones de consommation, et d'assurer la performance économique et environnementale du système électrique.

→ Adapter progressivement le réseau au changement climatique et renouveler les infrastructures vétustes.

→ S'assurer que les investissements soient soutenables pour les gestionnaires de réseau au travers du Tarif d'utilisation des réseaux publics (TURPE), tout en veillant à en maîtriser l'impact pour le consommateur.

→ Sécuriser et renforcer la chaîne de valeur industrielle associée aux matériels et équipements électriques en développant l'offre française et européenne.

→ Favoriser l'installation de flexibilités pouvant contribuer à la résorption de contraintes sur le réseau.

→ Engager de nouveaux projets d'interconnexions, tels qu'identifiés dans le SDDR 2025-2040, à la condition préalable que les bénéfices de ceux-ci soient démontrés sur le plan économique et environnemental et industriel, et que les renforcements du réseau interne nécessaires à la tenue des capacités d'échanges associés soient planifiées.

4.6.4.2. Faire évoluer le réseau électrique pour intégrer une part grandissante de production non pilotable

L'évolution du mix électrique reposera sur une baisse des moyens thermiques pilotables au niveau français et européen et un développement des énergies renouvelables peu pilotables, notamment éolienne et photovoltaïque. Ces énergies renouvelables peu pilotables représenteront à long terme une part importante du mix électrique, complétée par des moyens hydrauliques et de production nucléaire.

Le système électrique est confronté à l'augmentation des épisodes de surabondance de production d'électricité fatale ou à coûts variables faibles (nucléaire, renouvelables) par rapport à la demande, à certaines heures de la journée et en particulier au printemps et à l'été. Cette situation se traduit par des épisodes de prix faibles ou négatifs plus nombreux, et par des exports très soutenus vers les pays voisins pour garantir l'équilibrage du réseau.

A titre d'exemple, l'équilibrage du système électrique repose aujourd'hui essentiellement sur les actions correctrices mises en œuvre par RTE dans le cadre du mécanisme d'ajustement, qui consistent en cas de surproduction à ordonner des actions de réduction de la production en activant les offres d'ajustements « à la baisse » qui sont soumises sur ce mécanisme. Or, RTE est régulièrement confronté à un manque d'offres à la baisse sur le mécanisme d'ajustement, le contraignant à utiliser des actions correctrices exceptionnelles non basées sur le marché.

ACTION RESELEC 2

RENFORCER LES OUTILS PERMETTANT D'AJUSTER LE FONCTIONNEMENT DU RESEAU A UNE PART CROISSANTE DE PRODUCTION NON PILOTABLE

→ **modifier les dispositions législatives relatives au mécanisme d'ajustement** : historiquement, le mécanisme d'ajustement avait vocation à traiter les situations de déficit de production (ajustement à la hausse) et ne concernait que les producteurs raccordés au réseau de transport. Il est donc envisagé de rendre obligatoire d'offrir sur le mécanisme d'ajustement toute la capacité disponible à travers des ajustements à la baisse comme à la hausse, pour toutes les installations raccordées au réseau public.

→ **engager une réflexion sur les modifications à apporter aux différents mécanismes de soutien à la production** (contrats de complément de rémunération, obligation d'achat) pour développer, pour les installations concernées, des incitations à s'arrêter ou à offrir la production à son coût variable pendant les épisodes de surabondance de production.

→ **développer massivement les flexibilités côté consommation**, afin de déplacer les consommations sur les périodes de la journée les plus opportunes et d'absorber les excédents de production : cette action permet d'optimiser le fonctionnement du système électrique à moindre coût, tout en apportant des bénéfices tangibles sur les plans économique et environnementaux, en profitant de l'abondance d'énergie bas carbone et peu coûteuse sur les plages méridiennes (cf § 4.3)

4.6.5. Les infrastructures de recharge pour carburants alternatifs

Note : pour plus de détails sur ce sujet, se reporter à la stratégie de développement de la mobilité propre en annexe 1.

Le règlement (UE) 2023/1804 du Parlement européen et du Conseil du 13 septembre 2023 sur le déploiement d'une infrastructure pour carburants alternatifs et abrogeant la directive 2014/94/UE, dit AFIR est entré en vigueur en avril 2024.

Infrastructures de recharge pour véhicules électriques (IRVE) routiers

Depuis 2020, le déploiement des IRVE ouvertes au public a connu une croissance très forte, en particulier en ce qui concerne la recharge haute puissance permettant des recharges en moins de 30 minutes, facilitant l'itinérance longue distance. En 2023, l'intégralité des aires de service du réseau routier concédé sont équipés de stations de recharge rapide pour véhicules légers et les aires de repos commencent également à être équipés. En complément, les grandes zones commerciales souvent à proximité des axes routiers ont lancé des programmes d'équipement d'IRVE haute puissance.

Le règlement AFIR fixe notamment des objectifs de déploiement le long du réseau routier (central et global) du RTE-T, ainsi que des objectifs de puissance de sortie des stations de recharge. Ce dernier objectif, en rupture avec l'objectif de la directive de 2014 abrogée qui fixait un objectif en nombre de points de recharge, illustre l'importance des puissances de rechargement, en particulier les puissances de raccordement des stations de recharge et l'adaptation du réseau de distribution d'électricité. En complément, la DGITM finalise (pour le premier semestre 2025) un Schéma directeur des infrastructures de recharge pour les véhicules électriques pour l'itinérance sur le réseau routier

national (SDIRVE-RRN) qui précisera les besoins sur les années à venir le long de l'ensemble de ce réseau.

D'une manière générale, l'augmentation massive du nombre véhicules électriques ne devrait pas fragiliser le système électrique français. La consommation totale d'énergie des véhicules électriques à l'horizon de 10 ou 15 ans peut être absorbée sans difficulté au vu des évolutions des capacités de production et des autres consommations anticipées à ces échéances ; l'enjeu concerne plutôt les appels de puissance, notamment en raison de la croissance du parc de véhicules électriques, mais également de l'arrivée des poids lourds électriques qui adopteront le MCS, megacharging system, pouvant dépasser le MW par point de recharge. Les travaux engagés avec le gestionnaire de réseau et les distributeurs d'électricité permettront de planifier des éventuels renforcements de puissance, Le développement de solutions de pilotage de la recharge sera nécessaire pour éviter un impact excessif sur la consommation de pointe ; par ailleurs, dans certains cas, la restitution d'énergie par la batterie du véhicule dite « vehicule to X » pourrait rendre des services d'équilibrage du réseau.

ACTION CARB ALT 1

Anticiper le déploiement des bornes de recharge sur les grands axes routiers nationaux

Fixer des objectifs de déploiement de bornes de recharge des véhicules légers et des véhicules lourds à l'horizon intermédiaire 2035 (en puissance de raccordement permettant de répondre aux besoins de nombre de points de charge) pour les grands axes du réseau routier national, à travers un schéma directeur des infrastructures de recharge pour les véhicules électriques (SDIRVE-RRN) impliquant :

- Pour les gestionnaires de réseaux routier et en partenariat avec les gestionnaires de réseaux d'électricité, décliner et affiner, à l'échelle des aires, les objectifs en puissance et en points de charge, en fonction des caractéristiques locales et des contraintes du réseau électrique ;
- Pour les gestionnaires de réseaux d'électricité, de mieux planifier et anticiper les adaptations de réseaux nécessaires grâce à la visibilité accrue sur les besoins à moyen terme.

4.6.6. Interactions entre les réseaux

Les secteurs de l'électricité et du gaz sont déjà fortement liés, les moyens de pointe appelés pour assurer la sécurité d'approvisionnement en électricité étant généralement des moyens de production au gaz. De même, les marchés de l'électricité et du gaz naturel sont étroitement liés, le prix de l'électricité dépendant assez fortement du prix du gaz. Afin de prendre en compte les nouvelles dynamiques de consommation et leur profil quotidien, hebdomadaire ou annuel, les transitions et transformations entre vecteurs et notamment entre l'électricité et les gaz, ou entre l'électricité et la chaleur, devraient s'amplifier. Les différents vecteurs doivent donc être appréhendées de façon plus globale : il s'agit du couplage sectoriel.

Ces réflexions sont aujourd'hui portées à plusieurs échelles, depuis le niveau européen, avec la stratégie relative au couplage des systèmes sectoriels, jusqu'au niveau local, avec le développement des smartgrid, de l'autoconsommation collective ou du couplage de plusieurs systèmes au sein d'un

même site (cogénération, récupération de chaleur fatale, développement d'électrolyseurs associés à des processus industriels, etc.).

Au-delà de l'optimisation des consommations, la prise en compte du couplage sectoriel aura des implications directes sur le dimensionnement et la planification des infrastructures (schémas décennaux de développement des réseaux) afin notamment d'assurer la sécurité d'approvisionnement.

Le développement des flexibilités est par ailleurs un enjeu de résilience des systèmes énergétiques. En effet, les perturbations d'un système énergétique peuvent entrainer des perturbations des autres systèmes, que ce soit en matière de prix ou de fonctionnement mêmes de ces autres systèmes, et conduisent à des reports de consommation d'une source d'énergie vers une autre. Les interactions entre l'approvisionnement en gaz naturel et en électricité ne sont aujourd'hui plus à démontrer : les suites de l'invasion de l'Ukraine et la crise sur les prix de l'énergie ont souligné l'interdépendance des deux systèmes énergétiques.

•5. Recherche et innovation pour le développement des nouvelles technologies de l'énergie

La politique de recherche et d'innovation, un levier incontournable pour accélérer et concrétiser la transition énergétique bas-carbone.
La recherche et l'innovation constituent un axe majeur de la politique de transition énergétique, en permettant de consolider le positionnement ou de faire émerger des filières compétitives créatrices des emplois de demain, en créant les conditions de l'appropriation sociétale de cette transition, en s'appropriant les enjeux environnementaux tout au long du cycle de l'innovation sur les technologies émergentes et en cours de déploiement, tout ceci en œuvrant de concert en matière de décarbonation du mix énergétique et de réduction de la consommation.

La transformation profonde nécessaire à la transition vers une société « bas carbone » ne peut être obtenue que par une combinaison complexe de ruptures technologiques, d'innovation et d'évolution des comportements du consommateur individuel au concepteur industriel. La recherche en apportant des solutions répond à ces enjeux sociétaux, économiques, technologiques. Pour nourrir le temps long de la recherche sur ces différents enjeux, il est essentiel de maintenir un équilibre entre les compétences dans les disciplines clefs comme par exemple, la chimie, les mathématiques, la biologie, les sciences humaines et sociales.

L'investissement public dans la R&D pour l'énergie est de l'ordre de 1 725 millions d'euros, après deux années de forte augmentation : + 12 % en 2021 et + 11 % en 2020. Les deux premiers postes sont le nucléaire (962 M€, 56 %) et les nouvelles technologies (614 M€, 36 %), puis le troisième 133 M€ sur la recherche fondamentale.

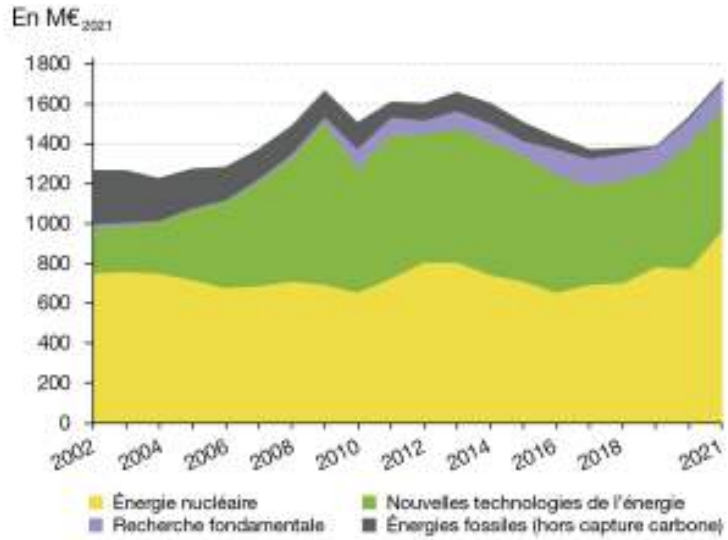


Figure 33. Dépenses publiques nationales de R&D en énergie par domaine de 2002 à 2021 - Source SDES (publication octobre 2023)

Au-delà du financement des établissements publics de recherche, l'État français soutient les projets de recherche collaborative entre acteurs publics et privés de la R&D, des projets innovants d'entreprises, et favorise le transfert de la recherche vers l'industrie. Compte tenu de la spécificité du secteur de l'énergie, la levée de l'ensemble des verrous scientifiques, technologiques, économiques, sociétaux, ne peut se faire qu'au travers d'actions supportées à la fois par la recherche publique et par la recherche privée et d'une démarche collaborative entre les différents acteurs.

Enjeux technologiques

Dans les domaines technologiques, quelles que soient les spécificités propres à chaque scénario pour un objectif de neutralité carbone, qui contribueront à la tenue des engagements climatiques de la France à l'horizon 2050, tant du côté demande qu'offre, des solutions issues de la recherche sont attendues sur la décarbonation des procédés industriels, l'efficacité énergétique, le déploiement à grandes échelles d'énergies peu carbonées, notamment renouvelables et nucléaire, le développement et la maîtrise de moyens de stockage pour les différentes vecteurs énergétiques (électricité, chaleur, gaz, etc…), une gestion intelligente des réseaux de transport et de distribution des vecteurs énergétiques, le développement à grande échelle de solution de capture et de stockage du carbone, le développement du recyclage, la préservation et l'approvisionnement en ressources naturelles, le développement de produits biosourcés, notamment de la biochimie, des biomatériaux et aussi de l'accompagnement dans les innovations organisationnelles.

Pour déceler l'émergence de nouvelles technologies et orienter les politiques publiques en conséquence, La France adopte une approche proactive et multidimensionnelle. Plusieurs acteurs territoriaux permettent de les déceler, cela se fait par exemple à travers des réseaux des SATT (Sociétés d'Accélération du Transfert de Technologies), des pôles de compétitivités, des pôles universitaires d'innovation ou bien encore par la présence de l'ADEME, et de BPI France dans nos régions. Cette veille permet de surveiller les tendances et de faire de la prospection technologique afin d'alimenter les travaux d'élaboration des politiques publiques d'innovation pour le développement futur de technologies de l'énergie.

Enjeux sociaux et organisationnels

La recherche dans les domaines des sciences humaines et sociales a sa part dans ces questionnements technologiques de la transition écologique, car des changements d'usages et des questions d'acceptabilité et d'appropriation sociale en découlent. Les évolutions des modes de vie vers une économie bas-carbone requièrent un travail sur les formes d'organisation sociale, les institutions et les modèles économiques. L'ambition est de décloisonner les sciences et créer des relations bénéfiques d'échange entre SHS (Sciences Humaines et Sociales) et Sciences formelles et de la Nature. Les effets bénéfiques sont multiples :

- Approche transversale entre les la recherche et les acteurs des SHS, afin que les axes de recherche et les trajectoires d'innovation correspondent aux besoins réels de la société.
- Faciliter le déploiement industriel des nouvelles technologies de l'énergie, notamment en adressant les sujets d'acceptabilité.
- Rapprocher les établissements de recherche de la société civile dans le but de convaincre plus largement
- Anticiper les éventuels effets rebonds (Effet Jevons) liés au déploiement de nouvelles technologies de l'énergie

Les investissements dans France 2030

Le plan France 2030 a complété le dispositif existant du Programme d'Investissement d'Avenir avec des crédits supplémentaires, représentant un effort sans précédent pour la recherche, l'innovation afin de soutenir des projets très innovants et de rupture, avec une orientation majeure de soutien à la transition écologique.

Pour les actions de recherche, les Programme et Equipements de Recherche Prioritaire (PEPR) sont les dispositifs de soutien à la recherche avec pour ambition la construction et la consolidation de l'excellence française dans des domaines scientifiques prioritaires au niveau national. Ces PEPR accompagnent la transition énergétique par des transformations technologiques, économiques, sociétales, environnementales. Concernant cette recherche amont (technologies

encore peu matures, associées à de faibles TRL), l'Agence Nationale de la Recherche (ANR) est l'opérateur de l'Etat.

Ainsi, depuis 2021, dans des secteurs scientifiques ou technologiques en émergence en lien avec l'énergie, de nombreux PEPR ont été lancés sur les systèmes énergétiques pour accélérer la production décarbonée de l'électricité et de la chaleur, promouvoir l'hydrogène décarboné, les batteries de nouvelles générations, la décarbonation de l'industrie, les matériaux avancés, la compréhension des cycles biogéochimiques, une gestion concomitante plus responsable de l'eau, le sous-sol bien commun, le recyclage, les produits biosourcés et biotechnologies, entre autres.

Dans le domaine de la transition énergétique, il s'agit ensuite de démontrer, en conditions réelles d'utilisation, les technologies et leurs usages, puis aboutir à des produits déployables. Le soutien de l'Etat dans les différentes stratégies d'accélération accompagne les différentes étapes clefs, de l'identification des verrous à lever en recherche et développement, au passage à l'échelle industrielle, jusqu'aux opportunités de massification avec les premières capacités commerciales.

Game changers
Un groupe de travail de l'ANRT a engagé une démarche de type SWOT, démarche qui s'appuie sur l'identification des forces, des faiblesses, ainsi que les opportunités et menaces du marché, pour qualifier diverses ruptures potentielles à l'horizon 2030-2040 sur l'offre et la demande en énergie (éolien, solaire, nucléaire, biomasse, réseaux, numérique, hydrogène, carburants bas carbone, véhicules, aviation, industrie, bâtiments) et ainsi définir des priorités en matière de recherche et développement.

IA, ou technologies émergentes en Intelligence Artificielle
Si l'intelligence artificielle présente des opportunités significatives pour lutter contre le changement climatique et va contribuer dans notre économie et notre société comme solution embarquée dans des dispositifs mobiles (voitures autonomes, robots logistiques, robots agricoles, robots d'aide à la personne, etc.), de frugalité en consommation énergétique, chacune des solutions devra être performante, robuste, et résiliente pour qu'elle soit acceptée et donc facilement et largement déployée.

Les résultats de ces recherches allant du matériel au logiciel, de la consommation d'énergie, au développement de nouvelles architectures vont avoir des impacts et des incidences sur toutes les filières et maillons de l'énergie.

L'ambition au niveau européen
Pour plus de visibilité à moyen et long terme, les acteurs français de la recherche se mobilisent aussi bien au niveau national que dans le cadre des programmes collaboratifs européens.

Dans le domaine de l'énergie, la France dispose d'un tissu académique, d'organismes de recherche et d'innovation et de structures de formation souvent au meilleur niveau dans les classements internationaux (CEA, IFPEN, CNRS). Des liens forts existent avec les grands acteurs industriels internationaux du secteur de l'énergie mais aussi avec des PME et ETI.

Compte tenu de la compétition internationale et pour renforcer l'attractivité de l'Union Européenne, sont examinés les possibilités de structuration de filières européennes dans les sujets d'énergie. Ces coopérations et concertations ont lieu à plusieurs niveaux à travers la comitologie du SET PLAN (**plan stratégique pour les technologies énergétiques**). Le SET Plan a pour objectif la mise en place d'une politique de coopération communautaire pour accélérer le développement et le déploiement des technologies bas-carbone. Pour ce faire, il contribue à coordonner les activités nationales de recherche et d'innovation dans le domaine du développement des énergies bas-carbone entre les

États membres et les pays associés, et à aligner les programmes nationaux de recherche et d'innovation entre eux.

Cet espace de concertation entre les chercheurs et leurs écosystèmes de recherche revêt une importance géopolitique et stratégique pour l'Union européenne. Dans l'objectif de maximiser l'efficacité et l'impact des actions, elles permettront sur le long terme de créer davantage d'opportunités socio-économiques sur les marchés établis et émergents.

Les indicateurs de suivi de la politique recherche et innovation

Plusieurs acteurs travaillent à l'élaboration d'indicateurs dans ce domaine. En collaboration avec les ministères et les quatre opérateurs (ADEME, BPI France, ANR et la Caisse des dépôts et de consignation) du programme d'investissement France 2030, le SGPI élabore des indicateurs permettant de mener l'évaluation de l'impact du soutien à l'innovation. Le CGDD collecte également des données sur les investissements publics réalisés dans le domaine de la recherche et développement (R&D) en énergie, à destination de l'AIE (agence internationale de l'Energie), permettant ainsi d'obtenir un cadre comparable entre les Etats membres de l'AIE.

6. Enjeux socio-économiques, industriels, et préservation du pouvoir d'achat des consommateurs et de la compétitivité des prix de l'énergie

6.1. Enjeux macro-économiques et impacts socio-économiques de la PPE

6.1.1. Enjeux macro-économiques de la PPE

Les modèles Three-ME[53] et IMACLIM[54] sont utilisés pour évaluer les impacts macro-économiques du scénario de référence commun de la SNBC et de la PPE. Cette évaluation macro-économique est réalisée en comparant le scénario « AME » ou « avec mesures existantes » au scénario « AMS » ou « avec mesures supplémentaires ». **Elle fournit des éléments précieux en termes d'impact sociaux et économiques des hypothèses et orientations retenues dans la SNBC et la PPE.**

Pour la SNBC et la PPE 3, cette évaluation sur le scénario final sera retranscrite dans le rapport d'accompagnement à la SNBC. Elle contribuera à alimenter les réflexions de la planification opérationnelle de la SNBC 3, et complétera ainsi les enjeux identifiés dans le rapport « Les incidences économiques de l'action pour le climat » de Jean Pisani-Ferry et Selma Mahfouz publié en mai 2023[55] quant à l'impact économique de la transition :

- La **transition climatique a l'ampleur d'une révolution industrielle** mais devra être deux fois plus rapide.
- La **transition repose sur trois mécanismes économiques** : la **réorientation du progrès** technique du brun vers le vert, dont les effets bénéfiques se matérialiseront à moyen-long terme ; la **sobriété** qui suppose un changement des pratiques et des normes collectives et peut être porteuse de bien-être ; la **substitution de capital** (investissements publics et privés) aux énergies fossiles (mécanisme principal dans les 5 à 10 ans)
- Si la transition peut se traduire à court terme par une baisse de la croissance de la productivité des entreprises, une transition ordonnée et suffisamment prévisible pour que les ménages et les entreprises puissent anticiper les mesures et d'adapter en conséquence pourrait **générer des gains d'activité à long terme.** Ces gains ne se matérialiseront que sous les bonnes conditions suivantes : absence de frictions sur les réallocations du capital et du travail, coordination internationale des politiques de transition, transition ordonnée, etc. La transition présente par ailleurs un risque

53 Three-ME est un modèle d'équilibre général calculable keynésien développé depuis 2008 par l'OFCE et l'ADEME. C'est un modèle hybride multi-sectoriel.

54 IMACLIM est un modèle d'équilibre général hybride multisectoriel de l'économie française en économie ouverte développé par le CIRED.

55 https://www.strategie.gouv.fr/publications/incidences-economiques-de-laction-climat

inflationniste, que les politiques publiques devront s'attacher à maîtriser. En tout état de cause, le coût de l'action est largement inférieur à celui de l'inaction.

- Il existe un **enjeu de compétitivité pour l'industrie européenne**. Un soutien au développement des filières vertes est nécessaire. Un soutien à la compétitivité énergétique des entreprises par rapport aux autres grandes puissances économiques l'est également compte tenu des différences de prix de l'énergie constatées.

- La **transition soulève des enjeux en termes d'égalité et de transition juste**. La transition suppose une capacité à financer des alternatives publiques et privées. Même s'ils peuvent être parfois rentables à terme, certains investissements verts peuvent être non finançables sans soutien public pour les ménages modestes voire les déciles intermédiaires. En conséquence, la stratégie française continuera à apporter le soutien public nécessaire aux ménages, notamment les plus fragiles, afin d'assurer la faisabilité de la transition pour tous. La problématique de financement des investissements verts se posera également pour les entreprises, notamment les plus petites, qui ne pourront pas forcément financer l'ensemble des coûts de décarbonation. Il conviendra de les accompagner aussi. Enfin les efforts de sobriété devront par ailleurs être partagés par tous les acteurs.

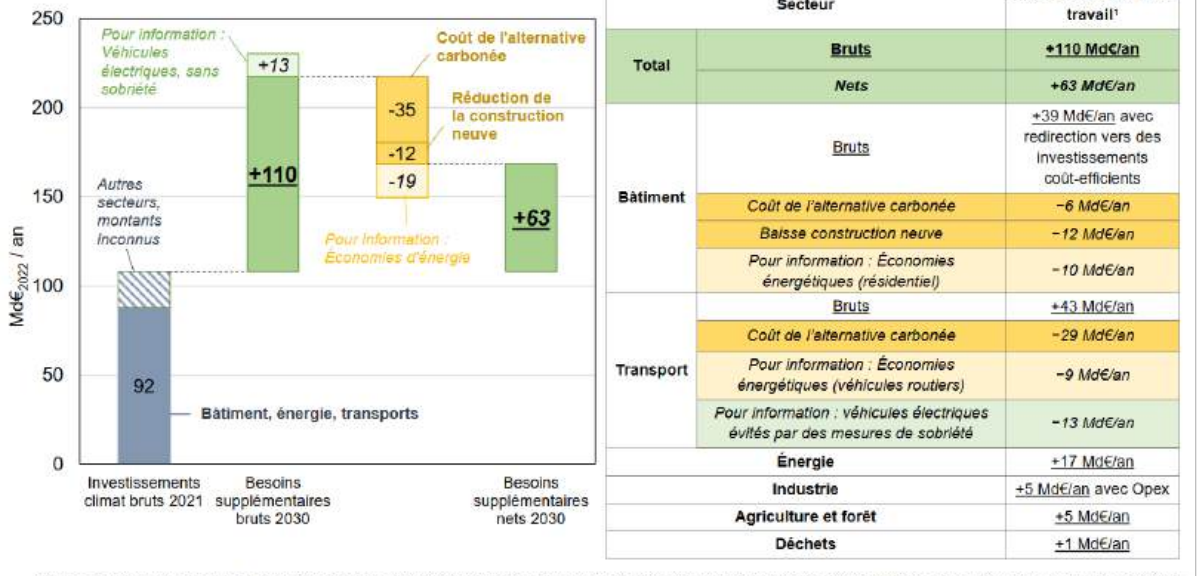
  Les mutations profondes liées à la transition **continueront ainsi à être accompagnées** : aides à la rénovation énergétique des logements, aides au paiement des factures d'énergie, prime à la conversion des véhicules les plus polluants, aide à l'achat de véhicules électriques, etc. **avec un ciblage renforcé.**

  L'évaluation macroéconomique de la SNBC3 en cours de réalisation a pour vocation de poursuivre le travail du rapport « Les incidences économiques de l'action pour le climat » de Jean Pisani-Ferry et Selma Mahfouz publié en mai 2023. Selon ce rapport, la transition écologique génèrerait, à terme, des co-bénéfices économiques et environnementaux en comparaison à un scénario d'inaction climatique, i.e. sans politiques d'atténuation suffisantes pour éviter la matérialisation des effets délétères du changement climatique. La transition écologique pourrait toutefois conduire à un ralentissement de la croissance économique, notamment dans la décennie à venir. Le rapport inclut également une évaluation *ex ante* de l'impact macroéconomique de plusieurs mesures supplémentaires de décarbonation (mesures fiscales et mesures sectorielles dans le bâtiment, le transport routier, l'industrie et la production d'énergie). En présence d'un choc négatif sur la productivité justifié par les effets d'éviction que les investissements supplémentaires en décarbonation pourraient induire sur les investissements productifs, ces mesures supplémentaires pourraient conduire à une baisse de l'activité et à des effets inflationnistes par rapport à un scénario de référence intégrant les mesures existantes. De manière générale, ce rapport souligne l'incertitude entourant l'impact macroéconomique des politiques de transition et appelle à poursuivre les travaux d'évaluations.

6.1.2. Enjeux autour des investissements en faveur de la lutte contre le changement climatique

L'atteinte des objectifs de transition écologique nécessite des besoins de financements importants, privés en premier lieu, mais également publics. En 2022, d'après la dernière édition du panorama des financements climat de I4CE[56], les investissements climat, privés et publics, atteignent 100 milliards d'euros, en progression de 9 % par rapport à 2021 (hausse portée par la rénovation énergétique des logements et les véhicules bas-carbone).

La Direction générale du Trésor estime, dans un document de travail publié en avril 2024 (basé, entre autres, sur le rapport « Les incidences économiques de l'action pour le climat »[57] de Jean Pisani-Ferry et Selma Mahfouz et l'édition 2023 du panorama des financements climat d'I4CE[58]), que la décarbonation nécessitera des investissements privés et publics supplémentaires qui pourraient s'élever à environ +110 Md€/an en 2030 par rapport à 2021. Ils pourraient se limiter à environ +63 Md€/an d'investissements nets supplémentaires annuels (en retranchant les moindres investissements dans les alternatives carbonées et la baisse de la construction neuve). À titre d'exemple, la montée en charge des véhicules électriques permettrait de réduire les investissements bruns dans les véhicules thermiques d'environ 29 Md€ par an en 2030. Les mesures de sobriété jouent également un rôle clé dans la modération de ces besoins d'investissements : en leur absence, les besoins dans les véhicules électriques seraient majorés de +13 Md€/an. Les besoins d'investissements ne sont toutefois pas encore connus à l'horizon 2050. Ces investissements permettront des économies d'énergie que pourraient permettre de couvrir en partie ces surcoûts.



Secteur		Présent document de travail[1]
Total	Bruts	+110 Md€/an
	Nets	*+63 Md€/an*
Bâtiment	Bruts	+39 Md€/an avec redirection vers des investissements coût-efficients
	Coût de l'alternative carbonée	*−6 Md€/an*
	Baisse construction neuve	*−12 Md€/an*
	Pour information : Économies énergétiques (résidentiel)	*−10 Md€/an*
Transport	Bruts	+43 Md€/an
	Coût de l'alternative carbonée	*−29 Md€/an*
	Pour information : Économies énergétiques (véhicules routiers)	*−9 Md€/an*
	Pour information : véhicules électriques évités par des mesures de sobriété	*−13 Md€/an*
Énergie		+17 Md€/an
Industrie		+5 Md€/an avec Opex
Agriculture et forêt		+5 Md€/an
Déchets		+1 Md€/an

Sources : Résidentiel, transport hors infrastructures et renouvellement forestier : chiffrage des auteurs ; Tertiaire et construction neuve : I4CE (2023a) SNBC3 ; Infrastructures de transport : JPF-SM (2023) ; Énergie : borne haute RTE (2023) ; Industrie : DGE (2023) dont investissements à l'achat pris en non supplémentaires ; Agriculture : borne inférieure des chiffrages mobilisés ; Forêt hors renouvellement forestier : moyenne des chiffrages disponibles ; Déchets : Rexecode (2022).

[56] Institut de l'Economie et du Climat

[57] Les investissements supplémentaires nécessaires d'ici à 2030 en faveur du climat sont estimés par le rapport à +101 Md€/an d'investissements bas-carbone et +66 Md€/an nets de baisses d'investissements carbonés (-35Md€/an d'investissements bruns). Rapport publié en mai 2023 accessible au lien suivant : https://www.strategie.gouv.fr/publications/incidences-economiques-de-laction-climat

[58] L'Institut de l'économie pour le climat (I4CE) estime que chaque année en moyenne entre 2024 et 2030, il faudra investir en faveur du climat +58 Md€/an de plus qu'en 2022. À l'horizon 2030 à même périmètre sectoriel, ces besoins sont proches de ceux identifiés par Jean Pisani-Ferry et Selma Mahfouz.

*Figure 34. Besoins d'investissements supplémentaires bas-carbone en 2030 par rapport à 2021, estimés par le document de travail de la Direction générale du Trésor (Source : « Quels investissements pour les objectifs français de décarbonation en 2030 », **avril 2024, Logan Gourmand**)*

Ces besoins d'investissements sont estimés à partir d'une approche « bottom-up » et sectorielle décrivant une chronique d'investissements en formation brute de capital fixe et en consommation de biens durables bas-carbone, permettant de respecter les objectifs de la SNBC 3 et donc du PNIEC. Les besoins sont la plupart du temps calculés en euros courants et ne permettent pas d'internaliser la variation des prix sous l'effet de mécanismes macroéconomiques.

Analyse sectorielle des besoins d'investissements pour 2030

La Direction générale du Trésor (précitée) estime que les besoins d'investissements supplémentaires en 2030 sont particulièrement importants dans le secteur du bâtiment, en cohérence avec le rapport Pisani-Ferry – Mahfouz et les estimations d'I4CE. Ils atteindraient+39 Md€/an, dont +22 Md€/an pour la rénovation des bâtiments résidentiels sous l'hypothèse de rénovations ciblées vers des gestes coûts-efficaces. Le montant total d'investissements à réaliser dans ce secteur devrait être affecté par ceux mobilisés dans la construction neuve, pouvant conduire à des réallocations dans la part des investissements entre construction et rénovation.

Dans le secteur des transports, les investissements climat devront être augmentés de +43 Md€/an en 2030, principalement pour l'acquisition de véhicules zéro émission (entre +27 et +33 Md€/an supplémentaires annuels pour les véhicules particuliers, et +7 à +12 Md€/an pour les VUL et poids lourds) et pour les infrastructures de transport et de recharge (entre 6 et 15Mds€/an). Les hypothèses de sobriété jouent sur les investissements totaux puisque dans un scénario de moindre baisse d'immatriculations totales de véhicules, ils seraient supérieurs d'environ +13 Md€/an dans les véhicules électriques et +6 Md€/an dans les véhicules thermiques.

Dans le secteur de l'énergie, les besoins d'investissements supplémentaires en 2030 sont estimés à +17Md€/an, principalement dans le secteur de la production d'électricité (pour assurer la hausse des besoins et la production bas-carbone) et des carburants bas-carbone, ainsi que dans les réseaux (transport, distribution et flexibilité). Parmi ceux-ci, dans le cadre du programme EPR2, l'Etat a évalué les coûts d'investissements dans la construction de 6 nouveaux réacteurs nucléaires qui a été décidée et dont le couplage au réseau des premiers réacteurs est estimé à l'horizon 2035. Ceux-ci sont estimés à 51,7 Md€, répartis sur une durée totale de construction de 25 ans, correspondant à des investissements annuels moyens d'environ +2 Md€/an.

Les besoins d'investissements supplémentaires dans la décarbonation de l'industrie sont estimés à entre +2 et +3 Md€/an en moyenne 2024-2030 pour l'atteinte des objectifs de la SNBC2, par rapport au tendanciel de réduction d'émissions observé. Ils pourraient atteindre jusque +4 Md€/an en 2030 pour l'atteinte de la SNBC-3, et +5 Md€/an en incluant les dépenses opérationnelles (maintenance et dépenses énergétiques) qui sont très incertaines mais pourraient atteindre +1 Md€/an.

Les besoins d'investissements bruts supplémentaires dans l'agriculture et le secteur des forêts et des terres ont fait l'objet de peu d'études récentes. Les chiffres existants identifient des besoins bruts supplémentaires minimum de l'ordre de +1 Md€/an pour l'agriculture[59], portés par l'acquisition de

59 Ces chiffrages devront être approfondis, étant pour la plupart partiels, ciblés sur la transition énergétique du secteur. Ils ne comprennent par ailleurs pas tous les coûts de la transition environnementale pour le secteur : coûts liés à certains

nouveaux engins bas carbone, et autour de +1 Md€/an pour la forêt en moyenne à l'horizon 2030 par rapport à aujourd'hui pour l'atteinte des objectifs SNBC2, sur un périmètre restreint d'investissements. La restauration des capacités de stockage du puits de carbone forestier, ayant baissé de deux tiers depuis les années 2000, nécessiterait à elle seule jusque 28 Md€ d'investissements bruts non supplémentaires, soit +3 Md€/an d'ici 2030, portant les besoins supplémentaires pour la forêt à environ +4 Md€/an.

Instruments de financements et répartition par acteurs

Une mobilisation collective est nécessaire avec les entreprises, les collectivités territoriales, l'Etat et l'ensemble des Français. Le Comité du financement de la transition écologique (CFTE) a été missionné à cet effet pour coordonner l'action des industriels, des financeurs et des pouvoirs publics dans la mobilisation des ressources financières nécessaires à la transition écologique en France. **En contexte budgétaire contraint, la priorité du gouvernement sera de mobiliser les financements privés et de cibler les financements publics selon des critères d'efficience, d'incitation et de justice sociale, dans une perspective pluriannuelle**, ainsi que de réduire certaines dépenses « brunes ».

Pour fournir cette visibilité et une perspective pluriannuelle, l'article L. 100-1 A du Code de l'énergie prévoit que le Gouvernement transmette désormais chaque année au Parlement une « stratégie pluriannuelle qui définit les financements de la transition écologique et de la politique énergétique nationale » (SPAFTE). La première édition de cette stratégie, publiée le 21 octobre 2024[60], fournit des indications sur la répartition des investissements entre le secteur public, les entreprises, et les ménages. Les financements favorables à la décarbonation apparaissent aujourd'hui en hausse pour tous les acteurs, et cette dynamique doit être renforcée et poursuivie. Le secteur public investit aujourd'hui davantage que le secteur privé en faveur de la décarbonation, proportionnellement à ses investissements totaux. En 2022, il a réalisé 20 % de ses investissements dans des actifs bas-carbone[61], contre 13 % pour le secteur privé (ménages et entreprises). Si le secteur privé alignait sa part d'investissements bas-carbone à horizon 2027[62] sur celle du secteur public en 2022, et que le secteur public poursuivait la hausse tendancielle de sa propre part, alors les investissements bas-carbone pourraient progresser de +63 Md€ entre 2022 et 2027 et se rapprocher des cibles d'investissements nécessaires à l'atteinte des objectifs de décarbonation.

Pour faire advenir un tel scénario, une large gamme de politiques publiques vise à assurer une mobilisation efficiente des financements privés et publics au service de ces investissements pour la transition écologique. L'intervention publique doit en effet être la plus efficace possible, en permettant par exemple le financement des biens publics essentiels, et l'accompagnement des ménages et entreprises vulnérables. La combinaison de plusieurs outils permet la réorientation des flux de financements privés vers les projets de transformation écologique de l'économie. Les leviers règlementaires contribuent à déclencher les investissements de certains ménages et certaines entreprises, par exemple concernant le verdissement du parc de véhicules, la réduction de la consommation énergétique des bâtiments, le rejet de polluants par l'industrie ou encore la

changements de pratiques agricoles et à la formation, recherche et développement, investissements nécessaires au respect des objectifs spécifiques hors CO2 (notamment émissions non énergétiques, par exemple celles liées au méthane). Les besoins pour l'agriculture pourraient augmenter jusqu'environ +5 Md€/an à l'horizon 2050 et en incluant les dépenses de personnel et de consommation courante.

[60] https://www.economie.gouv.fr/files/files/directions_services/economie-verte/SPAFTE-2024.pdf?v=1729513896

[61] Selon un périmètre défini dans la SPAFTE et couvrant les secteurs du bâtiment, des transports et de l'énergie.

[62] La première édition de la SPAFTE se concentre sur l'horizon 2027

protection de la biodiversité. Les outils de tarification du carbone permettent d'inciter les acteurs économiques à orienter leurs décisions de production et de consommation vers les alternatives moins carbonées. En outre, la réorientation des flux de financements privés est encouragée par la mise en place d'obligations « vertes », de labels, et de garanties ciblées des pouvoirs publics, ainsi que par le développement de produits d'épargne « verts ». Les subventions publiques et taxes ciblées constituent des outils utiles pour compléter ces différents leviers dans certains cas.

En cohérence avec cette stratégie pluriannuelle, le projet de loi de finances (PLF) pour 2025 consolide le cap écologique impulsé en 2024, atteignant un niveau inédit de dépenses favorables à la transition. Les financements de l'Etat en faveur de la décarbonation augmenteraient ainsi en 2025[63] de +4,4 Md€ par rapport à 2024 (après mise en œuvre du décret d'annulation) et de +7,6 Md€ par rapport à 2023 avec une forte hausse du soutien de l'Etat aux énergies renouvelables, au gré de l'augmentation des volumes installés et de la baisse des prix du marché de l'électricité. Leur contenu évolue en fonction des besoins et de la maturité des secteurs, et privilégiera de manière accrue les dispositifs les plus efficients. En particulier, les financements de l'État porteront sur la rénovation énergétique des bâtiments, le verdissement du parc de véhicules, le développement des transports en commun, la décarbonation de l'industrie, l'accélération des énergies renouvelables et la transition agricole. Le groupe Caisse des dépôts est par ailleurs mobilisé pour contribuer à financer la transition des collectivités et des entreprises, et a annoncé une contribution inédite à la transition écologique de 100 milliards d'euros sur la période 2024-2028. Dans le cadre du chantier de réindustrialisation verte, il a également été décidé d'accentuer le soutien de Bpifrance en faveur de la transition écologique. L'action de l'Etat correspond à des investissements en propre mais surtout aux aides aux autres acteurs pour les inciter à la transition : soutien aux particuliers au travers des aides à la rénovation des logements et à l'achat de véhicules propres ; soutien aux entreprises notamment au travers des appels à projet pour la décarbonation de l'industrie, au fonds chaleur, etc.

Dans le processus de verdissement des investissements, la **réorientation de l'épargne des ménages sera favorisée**, notamment par de nouveaux dispositifs comme le plan d'épargne avenir climat (PEAC) prévu par la loi industrie verte. Les sociétés de gestion pourraient d'ailleurs être accompagnées dans cette réorientation avec la création des Obligations transition (OT), également prévues par la loi de finances 2024 (article 185). De plus, un nouveau mécanisme de soutien financier aux investissements en faveur de la décarbonation est en préparation en cohérence avec l'état des lieux et perspectives de déploiement du CCUS en France[64], avec notamment des appels d'offres en faveur des grands projets industriels de décarbonation, d'électrification ou de capture carbone en couvrant par exemple une partie des coûts associés aux unités de capture, à la mise en place progressive de nouvelles infrastructures de transport ou à l'accès à un stockage.

En parallèle de ces investissements, **des financements innovants se développent** :

- Par exemple, **le label Bas-Carbone[65] permet d'inciter à la diminution des émissions de gaz à effet de serre nationales** en encadrant et reconnaissant officiellement des projets de réduction d'émissions et de séquestration carbone en France, dont le bilan final est comptabilisé en « Réductions d'Emissions » (RE), où 1 RE correspond à une tonne de CO_2eq[66].

[63] Les montants présentés ici s'entendent au sens du texte initial et du détail des annexes du PLF.

[64] https://www.entreprises.gouv.fr/files/files/industrie/etat-des-lieux-et-perspectives-de-deploiement-du-ccus-en-france.pdf

65 https://www.ecologie.gouv.fr/label-bas-carbone.

66 A ce jour plus de 2 MtCO_2eq pourront être évitées et/ou séquestrées dans les 30 ans à venir par des projets labellisés, et on peut s'attendre à atteindre 15 MtCO_2eq potentielles en 2030 (qui seront donc évitées et/ou séquestrées entre 2030 et 2060).

Le label bas-carbone est un dispositif qui apporte un financement tangible à l'émergence de projets vertueux pour le climat. Il s'est aussi installé comme un des dispositifs de référence sur la compensation climat en Europe et pourrait inspirer le cadre européen, en cours de construction par le règlement *Carbon Removals Certification Framework* (CRCF). Enfin, il est fortement territorialisé afin de répondre à l'attente des financeurs de s'impliquer pour des projets de compensation locaux, exclusivement français.

- Pour la rénovation du bâtiment, des dispositifs de financement innovants comme le tiers financement, la location financière et les Contrats de Performance Énergétique se sont développés. Le tiers financement a été ouvert à l'État, aux établissements publics et aux collectivités territoriales à titre expérimental par la loi de mars 2023[67] sur le tiers financement.
- S'agissant plus particulièrement de **l'obligation de financer des projets bas carbone**, plusieurs dispositifs sont intervenus dans les dernières années et ont renforcé la demande pour le financement des projets bas carbone à haute intégrité environnementale en France et dans le monde. Il s'agit notamment de :
  - L'obligation progressive de financer des projets bas carbone à hauteur des émissions de gaz à effet de serre (GES) des vols domestiques pour les exploitants d'aéronefs soumis au système d'échange de quotas d'émission de l'UE et générant plus de 1 000 tonnes de CO_2 par an sur le territoire national (loi climat et résilience) ;
  - L'obligation de financer des projets bas carbone à hauteur des émissions des centrales électriques au charbon prolongées pour faire face à la crise énergétique liée à la guerre en Ukraine (loi MUPPA[68]) ;
  - L'engagement de financer des projets bas carbone à hauteur des émissions de GES de tous les vols réalisés par les agents des services de l'Etat et des établissements publics, qu'ils soient nationaux ou internationaux (circulaire Services Publics Ecoresponsables).

Par ailleurs, **la réforme du système d'échange de quotas d'émissions de l'Union européenne** (SEQE-UE) prévoit une baisse accélérée du plafond d'émissions (- 62 % en 2030 vs. 2005, contre - 43 % avant la révision), une inclusion du secteur maritime et une trajectoire de suppression des quotas gratuits du secteur de l'aviation ainsi que pour certains secteurs à risque de fuites de carbone à mesure que le mécanisme d'ajustement carbone aux frontières montera progressivement en charge. Cela devrait **se traduire par une augmentation des recettes que les Etats membres tirent du marché européen du carbone**, et un renforcement du Fonds pour l'innovation, qui **finance des projets innovants de technologies bas-carbone des secteurs industriels européens**. Un enjeu dans les années à venir sera **d'utiliser efficacement ces ressources accrues pour la transition écologique de la France**, dans le respect du principe d'universalité budgétaire et afin de respecter l'objectif fixé pour l'ensemble des les Etats membres, de consacrer 100 % des recettes tirées du SEQE-UE, ou leur équivalent en valeur financière, à des dépenses climatiques (contre 50 % avant la réforme). Depuis 2013, la France consacre une partie des recettes françaises issues du SEQE-UE (2,1 Md€/an en 2023) au financement de l'Agence nationale de l'habitat (ANAH), notamment pour financer le programme de rénovation énergétique des logements MaPrimeRénov' (700 M€/an en 2023 et 2024).

[67] Loi n° 2023-222 du 30 mars 2023 visant à ouvrir le tiers financement à l'Etat, à ses établissements publics et aux collectivités territoriales pour favoriser les travaux de rénovation énergétique.

68 Loi portant « mesures d'urgence pour la protection du pouvoir d'achat » dite « loi MUPPA »

6.2. Préservation du pouvoir d'achat des ménages

6.2.1. La lutte contre la précarité énergétique

La lutte contre la précarité énergétique s'appuie sur des mesures préventives (telles que le soutien à la rénovation énergétique des logements ou la mise en place du bouclier tarifaire pendant la crise récente) et des aides aux ménages en situation de précarité énergétique (aide au paiement des factures avec le chèque énergie).

6.2.1.1. Mesures préventives

RÉNOVATION ÉNERGÉTIQUE

Plusieurs dispositifs de soutien à la rénovation énergétique mettent un accent particulier sur les ménages les plus modestes et visent la sortie des « passoires énergétiques » :

→ Le dispositif des Certificats d'économies d'énergie impose aux fournisseurs d'énergie de financer un certain volume de travaux de rénovation énergétique chez les ménages français, dont une partie chez les ménages en situation de précarité énergétique. De 2016, date de la création de l'obligation « Précarité énergétique », à 2022, environ 6,7 Md€ de travaux[69] ont été financés au titre des CEE « précarité énergétique », dont 23 % depuis le début 2022. Le niveau d'obligation des CEE a augmenté de 25 % pour la 5ème période 2022-2025 pour l'élever à 3 100 TWhc (dont 1 130 TWh pour les ménages les plus précaires).

→ En 2023, 67 % des projets financés par MaPrimeRénov' (subvention à destination des particuliers pour financer les travaux de rénovation énergétique : isolation, changement du système de chauffage, installation d'une ventilation, réalisation d'un audit énergétique, et rénovation globale accompagnée) concernent les ménages modestes et très modestes, sur un budget total de 3,1 Md€. Depuis le 1er janvier 2024, l'aide MaPrimeRénov' pour un ménage très modeste souhaitant réaliser une rénovation d'ampleur d'une passoire énergétique peut atteindre jusqu'à 63 000€. La poursuite du déploiement du service public de la rénovation de l'habitat, France Rénov', la pérennisation de son financement à partir du 1er janvier 2025 et la montée en puissance, depuis le 1er janvier 2024, de Mon Accompagnateur Rénov' permettront d'améliorer le repérage des ménages en situation de précarité énergétique, comme le conseil à l'ensemble des ménages, avec un effort tout particulier vers les ménages modestes et très modestes,

→ Les obligations de rénovation dans le marché locatif, instaurées par la Loi Climat et Résilience en 2021, incitent les propriétaires-bailleurs à engager des travaux de rénovation énergétique pour garantir la décence énergétique des logements. Concernant le parc locatif privé, plus de 40 % du parc (en l'état actuel)[70] est concerné par l'extension progressive des critères de décence énergétique, d'ici à 2034. 1,7 % du parc locatif privé (étiquette DPE G+) est déjà concerné depuis janvier 2023 ; 6,3 % de logements supplémentaires (étiquette G) le seront également à partir de janvier 2025. En janvier 2028, 10,5 % de logements supplémentaires (étiquette F) seront concernés, avant une extension, en 2034, à 22,4 % de logements supplémentaires (étiquette E). Des exemptions sont prévues pour les propriétaires-bailleurs (i) en raison de contraintes patrimoniales et historiques ou (ii) en cas de blocage des travaux nécessaires en copropriété. Par

69 1358 TWhcumac de CEE « précarité énergétique » enregistrés sur le registre national des CEE.

Le terme cumac (pour cumulé et actualisé) prend en compte les économies d'énergie sur la durée de vie de l'action concernée (produit, équipe- ment…), par exemple 15 ans pour un congélateur ou 30 ans pour l'isolation d'une maison. 100 TWh cumac sont équivalents à la consommation énergétique résidentielle d'un million de Français pendant 15 ans.

70 La performance énergétique du parc locatif privé au 1er janvier 2023 | Données et études statistiques (developpement-durable.gouv.fr)

ailleurs, les critères de décence énergétique (et leur extension en 2025, 2028 et 2034) s'appliquent également au parc social, où 26,9 % du parc sera progressivement concerné[71].

→ L'aide à la rénovation énergétique MaPrimeRenov', dont le budget est de 2,7 Md€ en 2023 (cf. *infra*, §6.5.1.), cible particulièrement les ménages précaires : en 2023, 67 % des projets financés étaient destinés aux ménages modestes ou très modestes[72]. Ce ciblage est permis par un taux de subvention élevé des rénovations d'ampleur pour les ménages modestes et très modestes (taux de subvention de 60 % et 80 % respectivement) et (ii) une prime de sortie de passoire énergétique équivalent à 10 % du coût des travaux pour la rénovation globale d'un logement très dégradé, uniquement pour les ménages modestes.

→ Afin de mieux financer le reste à charge et faciliter l'accès des ménages à des crédits bancaires, au-delà des outils financiers existants comme l'éco-prêt à taux zéro (écoPTZ), le Prêt avance rénovation (PAR) est un prêt hypothécaire créé en mars 2022, qui permet de rembourser le reste à charge ultérieurement, par exemple lors de la vente du logement ou dans le cadre d'une succession, avec une garantie du Fonds de garantie pour la rénovation énergétique (FGRE) à hauteur de 75 % de la perte éventuellement encourue. Dans le cadre de la loi de finances pour 2024, ce dispositif a été renforcé avec la création d'un prêt avance rénovation à taux zéro d'une durée maximale de 10 ans et attribué à des ménages sous conditions de ressources.

LA TRÊVE HIVERNALE ET LE SERVICE MINIMUM D'ALIMENTATION EN ÉLECTRICITÉ

Plusieurs dispositifs de soutien à la rénovation énergétique mettent un accent particulier sur les ménages les plus modestes :

Pendant la trêve hivernale, entre le 1er novembre et le 31 mars, les fournisseurs d'énergie ont l'obligation de maintenir la fourniture de gaz naturel et d'électricité pour leurs clients en situation d'impayé. La puissance électrique peut en revanche être réduite, sauf pour les ménages les plus vulnérables, définis comme ceux éligibles au chèque énergie. En dehors de la trêve hivernale, dans le cas où une interruption de fourniture est envisagée, sa mise en œuvre fait l'objet d'un encadrement strict pour l'ensemble des ménages (courriers de relance, délais, information des services sociaux par le fournisseur lorsque l'alimentation n'a pas été rétablie dans les cinq jours suivant la coupure).

En outre, depuis le 1er avril 2023[73], une période d'alimentation minimale en électricité de 60 jours a été mise en place pour les bénéficiaires du chèque énergie et du fonds de solidarité pour le logement, préalablement à toute coupure en cas d'impayés, y compris hors de la trêve hivernale. Pendant cette période, l'alimentation en électricité est maintenue à 1kVA, pour laisser au consommateur et au fournisseur le temps de trouver une solution à la situation du ménage.

6.2.1.2. Mesures de soutien

L'AIDE AU PAIEMENT DES FACTURES : LE CHÈQUE ÉNERGIE

Généralisé en 2018, le chèque énergie est une aide de l'Etat aux ménages modestes pour les aider à payer leurs factures d'énergies, quel que soit le mode de chauffage (électricité, gaz, bois, fioul, GPL,

[71] 0,4 % (G+), 1,9 % (G hors G+), 5,8 % (F) et 18,8 % (E). Source : Le parc de logements par classe de performance énergétique au 1er janvier 2023 | Données et études statistiques (developpement-durable.gouv.fr), données complémentaires.

[72] Rapport d'activité 2023 (anah.gouv.fr)

73 Article 35 de la loi n° 2022-1158 du 16 août 2022 portant mesures d'urgence pour la protection du pouvoir d'achat et décret n° 2023-133 du 24 février 2023 relatif à la période minimale d'alimentation en électricité et modifiant le décret n° 2008-780 du 13 août 2008 relatif à la procédure applicable en cas d'impayés des factures d'électricité, de gaz, de chaleur et d'eau.

etc.) ou des travaux de rénovation énergétique. Aide de l'Etat affectée aux dépenses d'énergie des ménages, c'est l'outil qui permet d'atténuer le coût de la transition sur les ménages modestes et constitue un élément essentiel pour assurer une transition juste.

Basé sur les revenus et la composition du ménage (ensemble des personnes vivant sous le même toit), il est octroyé en fonction du revenu fiscal de référence pour unité de consommation (RFR/ UC). Les ménages n'ont aucune démarche à effectuer pour l'obtenir, il leur est envoyé automatiquement en fonction des données en possession de l'administration fiscale. En 2023, 5,6 millions de ménages étaient bénéficiaires du chèque énergie, pour un montant compris entre 48 et 277€. Plus de 83 % l'ont utilisé.

En 2024, les ménages bénéficiaires du chèque énergie au titre de 2023 ont reçu un chèque énergie automatiquement en avril. 5,5 millions de ménages en ont bénéficié.

Pour les ménages dont la situation 2022 leur permet d'être éligible au chèque énergie, ou d'avoir un chèque d'un montant plus élevé, un guichet de demande spécifique a été mis en place.

Les modalités d'évolution du chèque énergie après la suppression de la taxe d'habitation sont en cours d'étude, afin de préserver durablement la protection que permet ce dispositif et ses atouts par rapport à d'autres approches (libre choix du fournisseur, neutralité entre énergies, incitation à la maîtrise des consommations). Des améliorations du dispositif pourront également être étudiées dans le cadre de cette réforme notamment afin de rendre le dispositif encore plus accessible et simple d'utilisation pour les ménages les plus vulnérables.

Par ailleurs, afin de renforcer l'information sur le dispositif et l'appui aux ménages bénéficiaires pour faciliter l'utilisation du chèque énergie et des droits associés, le chèque énergie a intégré les France services depuis 2024.

6.2.2. Assurer l'information de tous et la transparence sur les coûts et les prix des énergies

Connaitre et faire connaitre le prix des énergies et les différentes composantes de coûts qui le composent est un enjeu important de transparence. Depuis 2020, les marchés des énergies ont été marqués par une succession de chocs sur la demande et sur l'offre, du fait de la crise sanitaire puis de la guerre en Ukraine qui ont eu des conséquences importantes sur les prix payés par les consommateurs. En outre, la promotion de la sobriété énergétique visant à réduire les consommations d'énergies et les émissions qui en découlent implique d'accompagner les ménages et les entreprises dans la connaissance des prix afin de les rendre acteurs de leur consommation.

Le site internet du ministère chargé de l'énergie met à disposition du public, d'une part un guide de la fiscalité des énergies révisé annuellement et, d'autre part, les prix des produits pétroliers, mis à jour de façon hebdomadaire, et les composantes majeures de ces prix (cotations du Brent, coûts de raffinage, coûts de transport et distribution), dont la mise à jour est mensuelle ou annuelle.

Afin de favoriser les motorisations alternatives, le ministère chargé de l'énergie procède à une comparaison trimestrielle du coût d'achat de carburant nécessaire pour parcourir 100 km avec les carburants alternatifs (GPL-c, électricité, gaz naturel véhicules et hydrogène), l'essence E10 et le gazole. Un affichage de ces coûts est obligatoire dans les plus grandes stations-services.

Enfin, le site internet www.prix-carburants.gouv.fr permet au public d'avoir accès, en temps réel, aux prix pratiqués par la plupart des stations-services, avec une fonction permettant la recherche géolocalisée des stations pratiquant les prix les moins élevés autour d'un axe routier.

S'agissant de l'électricité et du gaz, un comparateur d'offres public et gratuit est à la disposition de tous sur le site du Médiateur national de l'énergie (https://www.energie-info.fr). Ce comparateur permet aux consommateurs de s'informer sur l'ensemble des offres de fournitures de gaz et d'électricité disponibles et de choisir ainsi celle qui répond le mieux à ses besoins.

Par ailleurs, en cas de litige avec son fournisseur d'énergie (électricité, gaz naturel, gaz GPL en bouteille ou en citerne, fioul, bois ou réseaux de chaleur), le gestionnaire de réseau de distribution ou son acheteur d'électricité (en cas d'autoconsommation individuelle), le consommateur ou son représentant (association de consommateurs, avocat…) peut saisir gratuitement le Médiateur national de l'énergie pour l'aider à régler le différend. Le consommateur peut être un particulier, une micro-entreprise (moins de 10 salariés et moins de 2 M€ de chiffre d'affaires) ou un non professionnel (copropriété, association…). Le médiateur peut être saisi dans un délai compris entre 2 mois et un an après une réclamation écrite auprès de l'opérateur. La saisine peut parvenir par courrier simple ou par voie électronique.

Les communications commerciales jouent un rôle quotidien et puissant en influant sur le comportement des consommateurs et, au-delà, sur leurs imaginaires et désirs de mode de vie. Via la publicité, les entreprises peuvent contribuer à promouvoir des produits ou des modes de consommation ayant un impact moindre en termes d'émissions de gaz à effet de serre, de pollution de l'air, de l'eau, des sols, de production de déchets, d'utilisation de matières premières. Plusieurs réglementations récentes permettent d'encadrer les communications commerciales dans le cadre de la transition écologique : depuis le 1er janvier 2023, les allégations de neutralité carbone des produits et des services sont fortement encadrées par l'article 12 de la loi climat et résilience. En ce sens, ces affirmations, pour être utilisées, doivent respecter un cadre réglementaire strict afin de lutter contre l'éco-blanchiment (greenwashing). Autre exemple : les publicités pour véhicules sont tenues de communiquer sur l'importance des modes de déplacements doux et actifs, et de rendre visibles les émissions de gaz à effet de serre des véhicules. Enfin, les contrats climat ont engagé plusieurs entreprises dans des démarches de communication responsable.

Au-delà de l'encadrement des communications commerciales, la stratégie française pour l'énergie et le climat entend permettre une transition plus juste et plus solidaire. En améliorant le cadre des offres de fourniture d'énergie et des autorisations de fourniture, elle apportera de plus grandes garanties aux consommateurs et une meilleure résilience des fournisseurs, au bénéfice de leurs clients.

Enfin, afin d'atteindre un objectif de fin de la consommation de produits pétroliers fossiles à usage énergétique (hors soutes internationales) dès 2045, tout soutien public de l'Etat devra assurer un écart de coût défavorable à la solution fossile par rapport aux solutions décarbonées.

6.2.3. Compétitivité de l'approvisionnement électrique

RÉVISION DES RÈGLES DU MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ

Le cadre de marché européen actuel pour l'électricité repose sur la rémunération des capacités de production selon leur coût marginal, c'est-à-dire le coût de production d'un MWh additionnel par la centrale en fonctionnement la plus chère. Ce fonctionnement permet d'assurer en permanence l'appel efficient des installations partout en Europe au moindre coût pour assurer la sécurité d'approvisionnement à court terme, et le recours le plus pertinent aux interconnexions entre marchés nationaux, depuis plus de 20 ans, et constitue en cela un élément important dans l'intégration européenne en matière d'énergie.

En revanche, ce cadre de marché ne permet pas de faire émerger un signal prix de long terme nécessaire aux producteurs pour investir dans des moyens de production d'électricité décarbonés, et aux consommateurs pour investir dans la décarbonation de leur consommation.

Les règles du marché de l'électricité doivent donc être complétées afin de permettre l'émergence de ce signal de long terme pour déclencher les investissements et rapprocher les prix de l'électricité payés par les consommateurs des coûts réels du système électrique français, décarboné à près de 90 % en 2022.

Ce travail se joue tout d'abord au niveau européen, avec un paquet législatif pour la réforme du marché européen de l'électricité, Electricity market design (EMD), publié au journal officiel de l'UE le 26 juin 2024 dans l'objectif de permettre aux Etats membres de mieux maîtriser les prix de l'électricité tout en décarbonant leur mix. Plusieurs mesures feront l'objet d'une transposition en droit national.

Cette réforme permet de développer des instruments de régulation les prix de long terme, comme :

→ Les contrats directs entre producteurs et consommateurs (Power Purchase Agreements – PPA) ;

→ Les contrats pour différence (CfDs) bi-directionnels qui permettent de garantir un revenu stable aux producteurs d'électricité avec la fixation d'un prix plancher, et de redistribuer aux consommateurs les revenus issus de la vente d'électricité lorsque les prix du marché sont supérieurs à un prix plafond.

La réforme prévoit aussi un renforcement du cadre de gestion prudentielle des fournisseurs d'énergie dans l'objectif de garantir un niveau de protection élevé des consommateurs.

Ce paquet, adopté notamment sous l'impulsion de la France, mentionne explicitement la possibilité d'appliquer les instruments de régulation de long terme au parc nucléaire existant. Il réaffirme que ces instruments doivent respecter des conditions de concurrence équitables entre les Etats-membres.

En parallèle de ce travail européen, l'Etat porte des travaux nationaux qui s'inscrivent dans ce cadre, notamment sur la régulation du nucléaire existant. En effet, le dispositif d'Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique (Arenh) prend fin au 31 décembre 2025. Une future régulation du nucléaire, dont les contours ont été précisé par le Gouvernement le 14 novembre 2023, visera à permettre de faire bénéficier l'ensemble des consommateurs de la compétitivité et de la stabilité des coûts du nucléaire existant tout en préservant les capacités financières d'EDF nécessaires au maintien et au renouvellement du parc de production.

Cette régulation pourrait consister en un mécanisme (i) prélevant une fraction des revenus du parc de production nucléaire au-delà d'un certain seuil, et (ii) redistribuant ce montant à l'ensemble des consommateurs. Des outils de contractualisation de moyen ou de long terme pour garantir une protection dans la durée face à la volatilité des prix seront par ailleurs développés.

ACTION MAR.1

DONNER DES SIGNAUX DE LONG TERME POUR DÉCLENCHER DES INVESTISSEMENTS ET GARANTIR L'ACCÈS À UNE ÉNERGIE BAS CARBONE ET COMPÉTITIVE

→ Dans le contexte de la réforme du marché européen en cours, mener à bien la réforme du marché de l'électricité français afin de protéger davantage l'ensemble des consommateurs contre les évolutions des prix de marché et de mieux refléter dans les prix qu'ils payent les coûts complets du mix électrique. Notamment, prévoir le cadre de régulation du nucléaire post-Arenh ou en inscrire les principes fondamentaux afin de pérenniser l'exposition de tous les consommateurs français aux coûts de production du parc nucléaire français ;

→ Inciter les fournisseurs à une pratique d'approvisionnement prudente et de long terme, pour renforcer leur résilience à un choc de marché.

→Encourager les flexibilités structurelles permettant de déplacer des volumes plus importants au meilleur moment pour le bon fonctionnement du système tout en protégeant le consommateur via par exemple des offres de fourniture horo-saisonnalisées, des offres à pointes mobiles ou les heures pleines/heures creuses.

6.3. Enjeux industriels

Le secteur industriel est essentiel dans la mise en œuvre de la transition écologique, par sa propre décarbonation et par son rôle clé dans la production des technologies nécessaires à la décarbonation des autres secteurs de l'économie. La reconquête industrielle doit se poursuivre et s'accélérer pour préparer la France de demain, soutenir le développement économique et renforcer notre souveraineté. Par ailleurs, la réindustrialisation présente des bénéficies pour le climat en permettant des gains sur l'empreinte carbone française (en s'assurant que la réindustrialisation n'augmente pas plus les émissions de la production que la baisse des émissions importées et en contrôlant les effets rebonds), en profitant notamment du mix électrique français très largement décarboné.

La décarbonation de l'industrie et la réindustrialisation doivent être soutenues par l'ensemble du système énergétique et requièrent notamment une augmentation conséquente de la production d'électricité bas-carbone, tout en maintenant des prix assurant la compétitivité de l'industrie, dans un contexte de concurrence croissante sur certains secteurs face à des productions en Chine ou aux Etats-Unis. Le mix énergétique de demain, et en particulier le mix électrique, est construit sur la base d'un scénario de réindustrialisation qui a été intégré au scénario de référence de cette programmation pluriannuelle de l'énergie.

Différents programmes et dispositifs de soutien aux entreprises, comme France Relance ou France 2030, visent à faire de la France un leader des technologies nécessaires à la décarbonation. Par ailleurs, la loi industrie verte vise à renforcer l'attractivité industrielle de la France, ses compétences et sa capacité d'innovation.

Les filières industrielles de production, transport et consommation d'énergie bas-carbone doivent être confortées sur l'ensemble de la chaîne de valeur - des matières premières à la production des équipements et leur recyclage, jusqu'au traitement des déchets résiduels - pour atteindre les

objectifs énergétiques tout en réduisant la dépendance au marché international. Ce développement se fait avec un soutien public pour garantir une implantation et une croissance pérenne et pour assurer un *level playing field*. Il passe aussi par l'utilisation d'outils assurant les conditions de développement et de pérennisation des filières industrielles vertes, notamment dans le cadre du règlement européen pour une industrie « zéro net », (*Net Zero Industry Act)* en recourant davantage dans les appels d'offre à des critères, de résilience, de cybersécurité, environnementaux et sociaux, conformes aux engagements de la France dans l'Organisation mondiale du commerce.

En outre, un crédit d'impôt « investissement industrie verte » (C3IV) a été mis en place en 2024 pour apporter une aide à l'investissement productif dans des usines de production de panneaux solaires, d'éoliennes, de pompes à chaleur, de batteries et de production de sous-composants et matériaux clés nécessaires à leur fabrication.

- **Sur les métaux critiques**, la France s'est dotée d'une stratégie pour sécuriser les approvisionnements en matières premières, dont les minerais et métaux, de ses chaînes de valeur industrielles, en accord avec le règlement européen sur les matières premières critiques. Cela concerne à la fois les matières premières primaires, extraites de la mine puis transformées, et les matières premières critiques secondaires obtenues par la voie du recyclage. La stratégie vise à renforcer la connaissance des chaînes de valeur françaises et de recenser les besoins des filières industrielles essentielles pour la France, développer sur le territoire l'offre nationale de production le plus large possible (de l'extraction à la transformation et au recyclage), et sécuriser et diversifier les approvisionnements au travers de partenariats bilatéraux avec des pays producteurs et par la constitution d'un fonds d'investissement dédié doté de 2 milliards d'euros, abondé par l'Etat à hauteur de 500 millions d'euros.
- **Sur les produits énergétiques issus de la biomasse et les carburants durables**, la France s'est dotée d'une stratégie pour valoriser la recherche, contribuer à l'émergence des filières de production, soutenir les démonstrateurs industriels et les investissements, favoriser le déploiement et anticiper les besoins à moyen et long terme en biomasse, ainsi qu'aménager l'offre de formation initiale et continue.

6.4. Assurer la compétitivité des prix de l'énergie

6.4.1. Le choix du mix électrique : optimiser les coûts en prenant en compte les impacts environnementaux et les contraintes techniques

Le choix du scénario de mix électrique retenu pour la PPE s'est notamment appuyé sur le rapport « Futurs énergétiques 2050 » de RTE publié en 2021 et son bilan prévisionnel 2023-2035 publié en 2023.

Dans Futurs énergétiques 2050, RTE y présente 3 scénarios de consommation d'électricité à 2050 et 6 scénarios de mix de production d'électricité, s'appuyant sur un travail scientifique et technique rigoureux de simulations. Ces simulations permettent de couvrir un très large champ des possibles et 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.

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 couteux dans une vision intégrée, mais ils supposent également des paris technologiques lourds.

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.

Dans le bilan prévisionnel publié le 23 septembre 2023 qui couvre la période 2023-2035 qui est notamment marquée par une accélération des ambitions en matière de décarbonation et de réindustrialisation, RTE a mis à jour son évaluation en modélisant plusieurs scénarios à 2035 « accélération réussie » (exercice prospectif), scénario « atteinte partielle » et scénario « mondialisation contrariée » (exercices d'analyse de risque) avec des trajectoires allant jusqu'à 640 TWh à l'horizon 2035 (en fonction des économies d'énergie et du rythme effectif d'électrification) cohérente avec les orientations de la PPE.

Outre les enjeux de décarbonation et de sécurité d'approvisionnement, le choix du mix électrique se fait également sur une logique économique afin de limiter le coût de l'électricité produite et les charges pour la collectivité. Depuis 2017, RTE réalise une analyse économique de ses différents scénarios dans le cadre du Bilan prévisionnel, permettant notamment d'estimer les coûts complets du système électrique associés à différents scénarios de mix de production électrique. Cette analyse en coût complet permet de prendre en compte les coûts qui ne sont pas reflétés dans les coûts actualisés des différents moyens de production, notamment les coûts de raccordement au réseau et le besoin en flexibilités qui leur est associé.

S'agissant du parc nucléaire, RTE pointe la rentabilité économique du réinvestissement dans le nucléaire que ce soit à travers la prolongation des nucléaires existants ou bien la construction de nouvelles unités de production nucléaire. Les analyses passées de RTE (notamment Futurs énergétiques 2050) montrent en effet l'intérêt économique de la poursuite de l'exploitation des réacteurs existant à l'horizon 2030-40, une conclusion qui a été confirmée dans le Bilan prévisionnel 2023 malgré une réévaluation à la hausse du coût complet du nucléaire existant.

Par ailleurs, l'analyse réalisée par RTE dans son rapport « Futurs énergétiques 2050 » de 2021 montre l'avantage économique des scénarios incluant de nouveaux réacteurs nucléaires même en comparaison avec des mix de production renouvelable totalement optimisés sur le plan économique. Cette analyse est confirmée malgré le coût de production supérieur à long terme du nouveau nucléaire par rapport à celui des énergies renouvelables matures, du fait de son caractère pilotable qui réduit le besoin de flexibilité du système électrique.

Concernant l'électricité renouvelable, tous les scénarios de RTE s'appuient sur l'éolien terrestre, l'éolien en mer posé, le photovoltaïque au sol, et les suréquipements de la grande hydroélectricité considérées comme les technologies les moins coûteuses, et ce, quel que soit la capacité nucléaire développée.

Toutefois, certaines technologies dont le coût unitaire est identifié comme plus élevé, tels que le photovoltaïque sur toiture et l'éolien en mer flottant, doivent également être mobilisées afin de limiter les impacts environnementaux et les contraintes techniques de la production d'électricité. Elles permettent de prendre en compte l'espace limité des zones de faible profondeur favorables à l'installation d'éolien en mer, d'utiliser les surfaces déjà artificialisées et de diffuser des productions renouvelables facilitant une appropriation citoyenne. De plus, les possibilités de développement du photovoltaïque au sol ont été considérablement restreintes depuis les dernières estimations de RTE, notamment du fait de l'article 54 de la loi APER. Une mobilisation des autres filières, telles que le photovoltaïque sur toitures et ombrières ainsi que l'agrivoltaïsme sera nécessaire.

A l'aune de ces éléments, la France a choisi de développer en priorité le nucléaire, l'éolien en mer, le photovoltaïque et l'éolien terrestre, tout en continuant de soutenir une part résiduelle de production diffuse, et en renforçant ses outils de concertation pour prendre en compte au mieux les questions relatives à l'occupation du territoire, aux aléas industriels et aux attentes sociales et locales sur les projets.

6.4.2. Les réseaux de gaz font l'objet d'importants travaux visant à limiter leur cout à terme pour les consommateurs

Une réflexion sur l'évolution des réseaux de gaz naturel est nécessaire pour étudier les possibilités de limiter les futures hausses du montant unitaire des tarifs d'utilisation des réseaux de gaz naturel, et donc du prix du gaz naturel pour les consommateurs. Cette évolution des réseaux de gaz naturel viserait à réduire les coûts globaux associés aux réseaux de gaz naturel, afin de limiter l'augmentation du montant unitaire des tarifs au fur et à mesure de la réduction de la consommation de gaz naturel (« ciseau tarifaire »).

Cette réflexion sur l'évolution des réseaux de gaz naturel nécessitera en premier lieu d'identifier les consommateurs professionnels qui sont susceptibles de continuer à consommer du gaz naturel, même lorsque son prix aura augmenté. Le retour d'expérience des premières années de développement de la production de biométhane met en effet en évidence que, indépendamment des tarifs d'utilisation des réseaux gaziers, les coûts de production du biométhane sont bien supérieurs aux coûts d'approvisionnement en gaz fossile, et qu'il n'existe pas de perspectives de baisse importante des coûts de production. La substitution progressive du gaz fossile par du biométhane va donc conduire à une augmentation du prix du gaz naturel pour les consommateurs.

Cette identification des consommateurs qui sont susceptibles de continuer à consommer du gaz à terme, à un prix supérieur, est essentielle pour pouvoir ensuite étudier les possibilités d'optimisation des réseaux gaziers pour continuer à desservir ces consommateurs, en réduisant le reste du réseau. Une étude de la CRE[74] met en effet en évidence qu'avec une hypothèse de baisse uniforme de la consommation de gaz naturel, les réseaux de gaz naturel nécessaires pour approvisionner l'ensemble des consommateurs resteraient globalement inchangés en dépit de la baisse de la consommation,

[74] Commission de régulation de l'énergie – Avenir des infrastructures gazières aux horizons 2030 et 2050, dans un contexte d'atteinte de la neutralité carbone – Avril 2023

ce qui conduirait à une poursuite de l'augmentation du montant unitaire des tarifs d'utilisation des réseaux gaziers.

La dernière étape de la réflexion serait de pouvoir tester ces possibilités d'optimisation des réseaux gaziers avec des collectivités locales volontaires. L'objectif serait alors de pouvoir estimer la réduction des coûts globaux qui peut être atteinte, ainsi que les politiques à prévoir pour assurer cette optimisation.

6.4.3. La régulation du prix de l'électricité issue du parc nucléaire existant, vecteur de compétitivité

La régulation actuelle du prix de l'électricité, fondée sur l'Accès Régulé à l'Electricité Nucléaire Historique (ARENH) a permis depuis le 1er juillet 2011 à l'ensemble des consommateurs français d'avoir accès à la compétitivité du parc nucléaire existant, pour une part de leur consommation, tout en permettant à la concurrence de s'exercer sur le marché de la fourniture. Cette régulation a néanmoins montré ses limites, notamment en raison de l'absence d'incitation des fournisseurs et des clients à contractualiser à moyen-long terme et de l'absence d'actualisation de son prix régulé d'achat de l'électricité nucléaire à EDF depuis 2012. Ce dispositif prendra fin 2025 et ne sera pas reconduit.

Dans son discours sur la politique énergétique à Belfort le 10 février 2022, le Président de la République a indiqué que la France mettra en place dans cet objectif « *une nouvelle régulation de l'électricité nucléaire (en remplacement de l'ARENH) afin que les consommateurs français, ménages et entreprises, puissent bénéficier de prix stables, proches des coûts de production de l'électricité en France. C'est indispensable pour que nous puissions tirer tous les bénéfices de l'investissement historique de la Nation et de l'investissement que nous sommes en train d'acter*. »

Dans ce contexte, l'Etat a lancé une consultation publique de l'ensemble des acteurs pour un cadre de marché révisé à compter de la fin de l'ARENH, au 1er janvier 2026. Cette nouvelle organisation reposerait sur 2 piliers :

- D'une part, un encouragement du développement de contrats de long terme négociés entre acteurs sur les marchés et adaptés à leurs besoins,
- D'autre part, un mécanisme de régulation des revenus d'EDF issus du parc nucléaire existant protégeant les consommateurs en cas de situations de prix élevés. Ce mécanisme consisterait à (i) prélever une fraction des revenus du parc de production nucléaire au-delà d'un certain seuil, et (ii) redistribuer ce montant à l'ensemble des consommateurs.

Cette régulation économique du nucléaire existant vise à trouver un juste équilibre qui :

- préserve la capacité d'EDF à investir dans la prolongation du parc existant et dans le développement du programme de nouveau nucléaire en France souhaité par le Président de le République dans son discours de Belfort ;
- renforce la protection du consommateur en l'incitant à se couvrir à plus long terme et ;
- permette le partage de la compétitivité du parc nucléaire entre EDF et les consommateurs.

6.4.4. L'industrie : un secteur dont la compétitivité est soutenue

L'accès à une électricité décarbonée, stable et compétitive constitue un enjeu majeur pour soutenir la réindustrialisation tout en poursuivant des objectifs forts de décarbonation et d'électrification de l'industrie, en particulier s'agissant des activités les plus électro-intensives et exposées à la concurrence internationale. Au-delà des mesures mises en place temporairement pendant la crise des prix de l'énergie (amortisseur électrique, guichet d'aide au paiement des factures de gaz et d'électricité), plusieurs dispositifs contribuent à limiter le coût de l'électricité pour ces consommateurs :

- l'Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique (ARENH) permettant de s'approvisionner pour une part de sa consommation à prix régulé. Ce dispositif prend fin au 31 décembre 2025 et une nouvelle régulation économique du nucléaire existant sera mis en place (*cf.* § 6.3.3) dans le respect des nouvelles règles européennes ;
- la compensation du coût des émissions indirectes de CO2 qui permet de rembourser une partie du coût du système européen de quotas carbone incorporé dans le prix de l'électricité pour les entreprises des secteurs les plus électro-intensifs et exposés à la concurrence internationale. Elle contribue ainsi à lutter contre les risques de fuites de carbone la compétitivité de ces entreprises;
- la réduction de tarif d'utilisation du réseau public de transport d'électricité (TURPE) pour les sites fortement consommateurs d'électricité qui présentent un profil de consommation prévisible et stable ou anticyclique, et les sites de stockage d'énergie en vue de sa restitution ultérieure au réseau, qui peuvent bénéficier d'une réduction sur le tarif d'utilisation du réseau public de transport à condition qu'ils mettent en œuvre un une politique de performance énergétique ;
- des taux réduits de l'accise sur l'électricité en fonction de l'électro-intensivité et de l'exposition à la concurrence internationale ;
- l'appel d'offres interruptibilité qui permet de gérer les situations critiques d'exploitation du système électrique : les lauréats se mettent à disposition de RTE qui peut les couper en moins de cinq secondes en cas de besoin.
- des soutiens directs à l'amélioration de l'efficacité énergétique, notamment via les certificats d'économies d'énergie (CEE) et via France Relance et France 2030 (appels à projet BCIAT, IndusEE puis DECARBIND)

ACTION MAR.2

MAINTENIR DANS LA DUREE UN PRIX DE L'ELECTRICITE COMPETITIF POUR LES ENTREPRISES EN PARTICULIER LES ENTREPRISES ELECTROINTENSIVES EXPOSEES A LA CONCURRENCE INTERNATIONALE

→ Maintenir dans la durée les dispositifs contribuant à préserver la compétitivité des entreprises exposées à la concurrence internationale

6.5. Évaluation des impacts sur les emplois et besoins en compétences professionnelles et adaptation des formations à ces besoins

La disparition progressive de certains emplois, l'apparition de nouveaux métiers, l'enrichissement des compétences, l'élévation des niveaux de qualifications, l'incitation à de nouveaux parcours professionnels et à de nouvelles passerelles entre les métiers seront stratégiques pour la transition bas carbone. Cette dernière conduira à des réallocations d'emploi et à des évolutions profondes du marché du travail, qu'il conviendra d'accompagner pour en limiter les effets négatifs. La planification écologique vise à inscrire des objectifs écologiques de manière cohérente et articulée avec la réalité de la mise en œuvre des leviers pour y parvenir.

Dans ce contexte, cette stratégie a vocation à incorporer une véritable dimension industrielle et compétences. Cela implique d'identifier les filières industrielles sous-jacentes et les chaînes de valeur associées, d'identifier ensuite les besoins d'investissement dans le tissu économique français et de ressources humaines nécessaires à cette transition, et enfin de se donner les moyens d'attirer, former et recruter les personnes qui y contribueront. Dans le cadre du chantier « emploi et compétences » de la planification écologique, ce travail d'identification et de construction des actions nécessaires, qui a déjà donné lieu à une première publication du SGPE, est en cours, pour l'ensemble du spectre de la transition écologique. En particulier, les secteurs suivants, en particulier, vont faire appel à un nombre très élevé d'emplois, dont certains requièrent des compétences spécifiques, par exemple :

→ Rénovation énergétique des bâtiments,
→ Développement des énergies bas carbones (énergies nucléaire et renouvelables),

→ Développement du véhicule électrique et reconversion des sites de production de véhicules thermiques, qui s'accompagneront de la mobilisation de nouvelles compétences,

→ Réindustrialisation, en particulier pour les industries « vertes »,

→ Conversion et retrait des infrastructures nécessaires à la distribution d'énergies fossiles.

Selon l'Ademe, 15 % des métiers sont directement impactés par la transition écologique. La transition écologique crée en effet de nouveaux marchés et demande de plus en plus de compétences transverses.

Autant le secteur de l'énergie ressort en tension et en manque de main d'œuvre, autant il sera fondamental d'accompagner vers de nouveaux emplois les personnels des métiers en diminution. La question de l'attractivité et la nécessité de lever les obstacles des métiers « genrés » sont également identifiés et partagés au sein de la plupart des secteurs. Répondre à ces enjeux de compétences suppose une mobilisation importante de l'ensemble des systèmes et organismes de formation, tant initiale que continue, afin de proposer les parcours de formation nouveaux ou accrus qu'appelle la programmation pluriannuelle de l'énergie.

La gestion des compétences apparaît dès lors comme un enjeu clef pour permettre la transition énergétique. Un premier diagnostic avait été établi dans le cadre d'une mission menée par Laurence Parisot en 2018. Depuis, un certain nombre de dispositifs ont été conçus pour accompagner le développement de formations et compétences dans les secteurs liés à la transition écologique. **S'agissant des industries électriques et gazières (IEG**) un avenant à l'accord formation et alternance conclu le 26 mai 2023 pour la branche des IEG est venu renforcer l'accompagnement des salariés confrontés à ces mutations en leur donnant la possibilité de suivre une formation certifiante dans le cadre du dispositif de reconversion ou Promotion par Alternance dit Pro-A au sein de leur entreprise.

Il répond ainsi à l'objectif que les partenaires sociaux et employeurs s'étaient fixés dans l'Accord de Branche sur la formation et l'alternance du 1er décembre 2020.

La Pro-A permet au salarié de changer de métier ou de profession, ou de bénéficier d'une promotion sociale ou professionnelle. Ces finalités peuvent être réalisées non seulement en suivant des actions de formation mais également des actions permettant de faire valider les acquis de l'expérience (VAE). De plus, la Pro-A peut permettre l'acquisition du socle de connaissances et de compétences.

Les travaux menés sous l'égide de la Commission Paritaire Nationale de l'Emploi et de la Formation Professionnelle (CPNEFP) ont été finalisés en 2022 et ont permis de recenser pour chaque métier relevant de critères définis les certifications éligibles au dispositif Pro-A. c'est un portefeuille de plus de 100 certifications et toutes sont inscrites au RNCP.

Ces travaux, repris dans l'avenant, ont aussi permis de :

- Appréhender les différents secteurs d'activité de la branche et les facteurs d'évolution susceptibles d'avoir un impact sur les métiers,

– Analyser l'évolution des besoins en compétences par secteur d'activité,

– Identifier les métiers en tension et/ou les métiers dont l'activité est en forte mutation et pour lesquels il y a des risques de déficit ou d'obsolescence des compétences,

– Déterminer pour chacun de ces métiers les certifications éligibles au dispositif Pro-A.

Le Comité Stratégique de Filière (CSF Nouveaux systèmes énergétiques) aura quant à lui, la responsabilité de créer un label des « Ecoles de la transition énergétique », qui permettra de fédérer l'offre de formation du pays dans les métiers de la transition. Ce label permettra de mieux mettre en visibilité l'offre de formations existantes à tous les niveaux d'étude, qui peine parfois à recruter, et à susciter la création de nouvelles offres initiales et continues pour accompagner la réindustrialisation des filières du renouvelable.

S'y ajoutent les diagnostics de besoin en compétences et formation, financés dans le cadre de France 2030(AMI Compétences et métiers d'avenir – AMICMA). Celui-ci a permis la réalisation de diagnostics sectoriels estimant de façon qualitative et souvent quantitative les besoins, par niveau de qualification et par territoire, et proposant des pistes de stratégie pour y répondre. Ils permettent d'envisager par la suite la mise en place de filières de formation, la création de nouvelles places d'apprenants et l'élaboration de modules additionnels aux formations existantes. On pourra notamment s'appuyer sur les diagnostics suivants : « COMED » pour les énergies décarbonées, diagnostics «F2H-PDL» et «DEF'HY» pour l'hydrogène, ou encore des diagnostics régionaux comme «Diagtase» sur les smartgrids, l'éolien flottant et le photovoltaïque en Occitanie, ou GEPECT-EOF sur l'éolien flottant en Méditerranée. La PPE prévoira de poursuivre cet effort d'anticipation et de programmation.

France 2030 permettra d'accompagner la mise en place d'une offre de formation attractive, notamment dans le domaine des EnR et du nucléaire. France 2030 entend favoriser le développement d'une industrie française des nouvelles technologies de l'énergie capable de répondre au développement croissant des énergies renouvelables, et de l'électrification des usages. Pour cela, l'appel à manifestation d'intérêts du PIA4 « Compétences et Métiers d'Avenir » opéré par l'ANR et la Caisse des Dépôts vise à soutenir l'attractivité des formations dans ces domaines et à renforcer les formations existantes et le cas échéant à créer de nouvelles filières de formation vers les domaines et métiers d'avenir qui connaissent la plus forte tension à l'embauche.

Afin de compléter le diagnostic, trois études par domaines ont été lancées cette année :

- S'agissant du secteur nucléaire, le Groupement des Industriels Français de l'Énergie Nucléaire (GIFEN) a lancé le programme MATCH. Il s'agit d'un livrable du programme d'engagement de développement de l'emploi et des compétences (EDEC) dans le nucléaire qui constitue désormais un outil de pilotage dynamique pour assurer l'adéquation entre, d'une part, les capacités et, d'autre part, les besoins et les enjeux à venir de la filière. Ses conclusions ont été remises en avril 2023. Elles anticipent des besoins de compétences s'élevant à environ 10 000 emplois par an pour 10 ans, soit un besoin de recruter plus de 100 000 personnes dans la filière au cours de la prochaine décennie dont 60 000 sur les 20 segments d'activité « cœur » considérés dans le programme MATCH. Ce programme fait l'objet de révisions annuelles. Un plan d'actions détaillé sur les compétences, coordonné par l'Université des métiers du nucléaire et co-construit avec l'Etat a été remis aux ministres chargés de l'énergie, de l'industrie, de la formation professionnelle et de l'enseignement supérieur au début du mois de juin 2023 26. Il comprend des actions concrètes dès septembre 2023, comprenant la création d'une plateforme unique sur les formations, stage et emplois dans la filière, la création de nouvelles formations ou colorations nucléaires de filières existantes. Ce travail est complété par une stratégie pluriannuelle de formation dans le nucléaire en cours d'élaboration au sein des ministères concernés.

- S'agissant de la filière réseaux (c'est-à-dire la fabrication d'équipements, de câbles, de matériels de raccordement, installation, exploitation, maintenance, transport et distribution), la filière, qui représente aujourd'hui près de 1600 entreprises et près de 100 000 salariés en France, estime qu'elle devra pourvoir environ 8300 emplois chaque année, dont 3300 en alternance. Les acteurs de la filière des réseaux électriques ont signé une Convention de partenariat portant sur la création d'un programme de formation « Les Écoles des réseaux pour la transition énergétique », dans l'objectif d'anticiper et accompagner les besoins massifs de recrutement de la filière dans un contexte de forte croissance des activités de réseaux électriques portée par la décarbonation et l'électrification des usages.

- S'agissant des filières ENR, les énergies marines renouvelables représentent aujourd'hui plus de 6500 emplois. Le pacte éolien en mer signé entre la filière et l'Etat prévoit plus de 20 000 emplois en 2035 dans le domaine de l'éolien en mer. Les filières photovoltaïque et éolien terrestre représentaient quant à elles environ 18 000 emplois en 2019.

Et deux missions ont été constituées par l'Etat : la première, dont les conclusions ont été rendues en juillet 2023, s'attache à établir un état des lieux et à formuler des recommandations afin de faire face aux tensions sur les effectifs et compétences dans l'industrie, avec un focus sur le rôle de la formation ; la seconde, lancée en mai 2023 en miroir du programme MATCH (ci-dessous), a pour objet la mise en œuvre d'une stratégie nationale pour la mobilisation des compétences pour la transition énergétique et consiste en la production d'une étude globale de projection à 2035 et 2050 des besoins en emploi et compétences de l'ensemble des filières renouvelables (solaire, éolien, géothermie, biogaz, réseaux, etc.) en identifiant précisément les risques pour l'atteinte des objectifs de la PPE et de réindustrialisation. Les conclusions de ces deux missions seront intégrées à la PPE3, afin de veiller à une structuration adaptée des filières de compétences, permettant d'atteindre les objectifs qui seront fixés.

Par ailleurs, **la question de l'attractivité, de la marque employeur et la nécessité de lever les obstacles des métiers « genrés »** sont également identifiés et font l'objet de mesures et plans d'actions dans des accords relatifs à l'égalité professionnelle et d'actions directes tournées vers les écoles, par le biais d'actions de communication au sein de la plupart des secteurs.

En conclusion, les travaux, aides et offres adaptées foisonnent, la question et l'enjeu qui demeurent sont ceux de la bonne articulation des travaux :

Il semble communément partagé que l'on ne peut envisager un transfert des emplois « bruns » vers les emplois verts. C'est ce que soulignent les filières et un certain nombre d'études. Les travaux de l'ONEMEV soulignent d'ailleurs aussi l'absence d'effet de vases communicants entre les deux.

Il est à noter **l'effet cumulé de skill distance** (écart de compétence) qui nécessite de mettre en place des passerelles inter emplois avec **une difficulté liée à des emplois de technicité et de qualification parfois très éloignées et l'absence de proximité géographique entre emplois en extinction très localisés** (exemple secteur automobile / charbon) et **emplois nouveaux** (ENR) qui sont eux mieux répartis sur le territoire.

Des pistes permettant de répondre à ces contraintes peuvent trouver source dans les EDEC (volet prospectifs et volet plan d'action) et à généraliser sur les secteurs identifiés comme impactés par la transition et à croiser avec des démarches de GPEC T (gestion prévisionnelle au niveau territorial), les travaux du Cereq (articulation formation emplois et travail). La modélisation issue de l'expérimentation du Support aux Dialogues Prospectifs (SDP) pour la rénovation énergétique proposée par l'Ademe qui conceptualise la notion de de territoire de compétence sont en ce sens aussi à retenir. Les 4 pactes territoriaux disposent d'un axe de travail systématiquement identifié sur l'évolution des compétences pour les adapter aux futurs besoins des territoires et faciliter ainsi le reclassement des salariés au niveau du bassin d'emplois, tous types confondus (IEG, portuaires ou sous-traitants).

La transition et les grands projets associés (EPR2, accélération des renouvelables et de la rénovation énergétique…) accentuent ces tensions, dans un contexte de changement des pratiques et d'arrêt des fossiles qui est difficile pour certaines entreprises et certains salariés.

L'enjeu de la formation initiale à adapter aux Enr et l'accès à la professionnelle surtout dans les PME reste avérée. La situation est très différente entre les grandes entreprises du secteur de l'énergie (exemple branche IEG supra), les sous-traitants et prestataires plus fragiles avec des compétences très spécifiques d'autant que le secteur de la rénovation énergétique est plus dominé par les petites entreprises et l'artisanat, pour lesquels la transition numérique est également un challenge.

La dynamique nationale et le dialogue social (filière EDEC qui associe organisations professionnelles d'employeurs et organisations syndicales avec OPCO2i) sont à articuler avec une approche territoriale (méthode GPEC T / gouvernance territoriale) et par filière.

L'approche par bassin d'emploi / secteur en extinction et personnels à redéployer est nécessaire compte tenu de réels freins à la mobilité géographique (exemple des 4 « pactes territoriaux » qui accompagnent les fermetures de centrales à charbon).

La question du pilotage interministériel à renforcer déjà soulignée dans le rapport Parisot semble encore prégnante avec par ailleurs une nécessité de simplifier les processus et des problématiques de calendriers divergents. La question de l'amélioration de la visibilité des dispositifs d'aides existants et de la difficulté à mobiliser ces dispositifs pourrait aussi être amélioré.

La valorisation des actions territoriales, de mener des RETEX, de parvenir à modéliser les premiers exemples de redéploiement qui fonctionnent semblent d'autres actions à porter.

6.6. Évaluation des ressources publiques consacrées à l'atteinte des objectifs de la PPE

6.5.1. Coût de soutien de la maîtrise de l'énergie

Dans le bâtiment

TVA réduite

Pour atteindre les objectifs de la PPE, une dépense fiscale est actuellement en vigueur, et prévue à l'article 278-0 bis A du code général des impôts, dans une version réécrite à l'occasion de la loi de finances initiale pour 2023 : le taux de TVA réduit à 5,5 % pour les travaux de rénovation énergétique. Ces travaux doivent être effectués dans des locaux d'habitation, être achevés depuis au moins deux ans, et porter sur la pose, l'installation, l'adaptation ou l'entretien de matériaux, d'équipements, d'appareils ou de systèmes ayant pour objet d'économiser l'énergie ou de recourir à de l'énergie produite à partir de sources renouvelables. Le coût du dispositif était estimé à 2,0 Md€[75] en 2023 sur le champ de l'ensemble des administrations publiques.

MaPrimeRénov' (MPR - Aides de l'ANAH)

L'Agence Nationale de l'Habitat (ANAH) finance notamment des travaux d'amélioration de la performance énergétique des logements privés des ménages. Au total, en 2023, l'ANAH a financé la rénovation énergétique de 569 243 logements grâce aux 2,74 milliards d'euros d'aides distribuées.

En 2024, MaPrimeRenov' a été profondément remaniée en vue de renforcer son efficacité avec la création de deux piliers :

(i) Le pilier « MaPrimeRénov' parcours accompagné » qui finance des travaux de rénovation d'ampleur (gain d'au moins deux classes énergétiques), en complément d'un accompagnement personnalisé via Mon Accompagnateur Renov' (MAR) ;

(ii) le pilier « MaPrimeRenov' par geste » qui finance les rénovations « mono-gestes » et qui est recentré à partir du 1er janvier 2025 (interdiction des aides mono-gestes pour les passoires énergétiques, obligation de changer de mode de chauffage) ;

De plus, MaPrimeRenov' Copropriétés cible spécifiquement les travaux effectués sur les parties communes de copropriétés et exige que les travaux réalisés permettent un gain énergétique d'au moins 35 %.

Eco-prêt à taux zéro (éco-PTZ)

Mis en place en avril 2009, l'éco-prêt à taux zéro est un prêt sans intérêts, accessible sans conditions de ressources, destiné à contribuer au financement des travaux d'amélioration de la performance énergétique d'un logement occupé au titre de la résidence principale, qu'il s'agit d'une rénovation « mono-gestes » ou d'une rénovation d'ampleur.

[75] Source : PLF 2023, Voies et moyens (Tome 2) (lien), dépense fiscale 730223. Le chiffrage des Voies et Moyens du PLF 2024 (1,0 Md€) pour 2024 ne porte que sur le périmètre Etat (lien).

Une amélioration introduite par la loi de finances pour 2022 a permis la création d'une nouvelle catégorie d'éco-PTZ afin de couvrir le reste à charge des travaux ayant bénéficié du dispositif de MaPrimeRenov'. De plus, l'article 71 de la loi de finances pour 2024 proroge, jusqu'au 31 décembre 2027, l'éco-PTZ afin de maintenir le soutien apporté aux ménages réalisant des travaux de rénovation énergétique dans leur logement. Son coût était de 45 M€ en 2023 et de 119 M€ prévu en 2024 (périmètre Etat)[76].

Il est enfin notable qu'il existe également un éco-PTZ Copropriété pour financer les travaux de rénovation énergétique portant sur les parties et équipements communs ou sur les parties privatives en cas de travaux d'intérêt collectif.

Eco-prêt logement social (éco-PLS)

Le principal dispositif incitatif à destination de la rénovation énergétique du parc social est l'éco-prêt logement social, prêt à taux bonifié distribué le Fonds d'épargne, géré pour le compte de l'Etat par la Caisse des dépôts et consignations (CDC). Ce dispositif s'adresse aux bailleurs sociaux. Il est issu du Grenelle de l'environnement (2009) et vise à encourager la rénovation énergétique des logements les plus énergivores du parc locatif social.

Une nouvelle convention sur la mise en œuvre de « l'éco-prêt logement social » pour l'amélioration de la performance énergétique des logements sociaux a été signée le 12 avril 2023 pour la période 2023-2027.

Les objectifs de cette nouvelle convention d'éco-prêt logement social sont de :

- participer à l'objectif de suppression des passoires thermiques du parc social à l'horizon 2027 ;
- favoriser et soutenir les rénovations performantes au sens de la loi climat et résilience ;
- faire de l'éco-prêt logement social le premier outil de réduction de consommation énergétique du secteur et de combiner ces objectifs dans un dispositif simple et lisible pour le secteur social.

Afin d'atteindre ces objectifs, le montant d'enveloppe d'éco-prêt logement social a été fixé à 6 milliards d'euros sur la durée de la convention (2023-2027), contre 4 milliards d'euros pour la précédente convention.

L'éco-prêt logement social se présente comme un prêt d'un montant de 6 500 à 33 000 € par logement, accessible aux bailleurs sociaux. Son montant peut être majoré de 2 000 € par logement si les travaux réalisés permettent de justifier d'un label réglementaire de performance énergétique, de 3 000 € par logement en cas de présence d'amiante dans le bâtiment, de 3000 € en cas de gain d'émission de gaz à effet de serre d'au moins 70% et en absence de système de chauffage au gaz après travaux, de 2 000 € et en absence de système de chauffage au gaz après travaux, et enfin de 2 000 € en cas d'exposition des logements aux points noirs de bruit des réseaux routier et ferroviaire. Les montants de nouveaux éco-prêt logement social signés en 2023 atteignent près de 800 M€, en forte hausse par rapport à l'année précédente (+29 %), permettant la rénovation thermique de 48 000 logements sociaux cette même année (+18 %).

[76] Jaune budgétaire annexé au projet de loi de finances pour 2024.

Dispositif « seconde vie des logements locatifs sociaux »

Le dispositif « seconde vie des logements locatifs sociaux » est une expérimentation lancée en 2023 et reconduite en 2024, visant à accompagner la réhabilitation lourde des logements locatifs sociaux fortement consommateurs d'énergie (classe F et G du diagnostic de performance énergétique (DPE)).

En cas de rénovation énergétique permettant d'atteindre au moins la classe B du diagnostic de performance énergétique (DPE), le dispositif prévoit un taux de TVA réduit à 5,5 % et une exonération totale de taxe foncière sur les propriétés bâties (TFPB) pendant 25 ans. Cette dernière, qui n'est pas accordée à la réhabilitation d'habitat classique, offre aux opérations de seconde vie un avantage fiscal similaire à la construction neuve.

Le coût de cette mesure est de 15 M€[77] en 2023, financé le Fonds national des aides à la pierre (FNAP).

Travaux lourds – mise en conformité et remise en état des bâtiments de l'Etat

La directive relative à l'efficacité énergétique (DEE - désormais 2023/1791/UE) demande la rénovation de 3% de la surface chauffée et/ou refroidie des bâtiments de plus de 250 m^2 qui appartiennent à un organisme public.

La rénovation des bâtiments de l'Etat mobilise plusieurs vecteurs budgétaires, notamment le programme 723 « Opérations immobilières et entretien des bâtiments de l'État » qui contribue au financement des projets immobiliers et à l'entretien du propriétaire au sein du compte d'affectation spéciale immobiliers (CAS), ainsi que d'autres programmes supports des Ministères. Depuis le 1er janvier 2018, un nouveau programme 348 « Performance et résilience des bâtiments de l'Etat et de ses opérateurs », doté en 2024 d'une enveloppe de 650 M€, participe spécifiquement à diminuer la consommation énergétique de l'Etat à travers la rénovation lourde du parc existant et le financement d'actions ciblées sur la performance énergétique et l'évolution des modes de travail.

Un soutien est également apporté à l'amélioration de la performance des bâtiments des collectivités. Le programme 119 « Concours financiers aux collectivités territoriales et leurs groupements » et doté de 2 Mds€ pour le soutien aux projets des collectivités, dont la rénovation thermique des bâtiments. Enfin, annoncé à l'été 2022 et effectif depuis début 2023, le fonds vert est un dispositif inédit pour accélérer la transition écologique dans les territoires. Doté de 2 milliards d'euros en 2023, un peu plus d'un tiers des dossiers acceptés (pour environ 764 millions d'euros) ont porté en 2023 sur la rénovation énergétique des bâtiments publics locaux[78].

Certificats d'économie d'énergie

Le dispositif des certificats d'économies d'énergie (CEE) impose aux fournisseurs d'énergie (appelés les obligés) de réaliser ou déclencher des opérations d'économies d'énergie en fonction de leur volume d'énergie vendue, notamment dans le bâtiment (voir action cons.3).

[77] Annonce de l'expérimentation « Seconde vie des logements locatifs sociaux », en mai 2023.

[78] Communiqué de presse sur le bilan 2023 du Fonds vert.

Dans les transports

Contribution au financement de l'acquisition de véhicules propres et au retrait de véhicules polluants

Le programme 174 finance les dispositifs d'aides à l'acquisition de véhicules propres, qui couvrent notamment : le bonus écologique, l'aide au leasing de voitures électriques et la prime à la conversion (dont l'octroi est conditionné au retrait d'un véhicule polluant). L'enveloppe budgétaire consacrée à ces dispositifs était de 1,5 Md€ en 2024. Entre 2020 et 2023, le bonus écologique a soutenu l'acquisition de plus d'un million de véhicules propres, dont 357 000 au titre de la seule année 2023 (à compter de décembre 2023, le bonus est soumis à une éco-conditionnalité et n'est octroyé qu'au véhicule dont la performance environnementale de production est la plus élevée). La prime à la conversion, sur la même période (2020-2023), a quant à elle soutenu le remplacement, par des véhicules peu polluants (dont des vélos), de 448 000 véhicules anciens et polluants. Enfin, le dispositif de leasing, lancé au 1er janvier 2024, concernera pour sa première vague environ 50 000 voitures particulières électriques.

Le règlement (UE) 2023/851, adopté en 2023, fixe un objectif de fin de vente des voitures particulières et des camionnettes neuves thermiques à compter du 1er janvier 2035.

En ce qui concerne la mobilité lourde, le programme 174 a également financé des dispositifs d'aide visant à soutenir le déploiement de véhicules lourds électriques. A cet effet, deux appels à projets (AAP) « Ecosystèmes des véhicules lourds électriques », gérés par l'Agence de la transition écologique (Ademe), ont été ouverts en 2022 et 2023 permettant l'acquisition de 545 véhicules lourds électriques (poids lourds, autobus et autocars) en 2022 pour une enveloppe de 65 M€, et plus de 1000 véhicules lourds électriques neufs ou rétrofités (poids lourds et autocars) en 2023 pour une enveloppe de 60 M€.

Pour l'exercice 2024, l'aide publique repose sur un financement sous forme de certificats d'économie d'énergie (CEE). Dans ce cadre, le programme E-TRANS opéré par l'Ademe, mis en place en mai 2024, devra soutenir l'acquisition d'au moins 2100 véhicules lourds (poids lourds, autobus et cars) pour une enveloppe de 130 M€.

6.5.2. Coût de soutien des ENR par le biais des charges de service public de l'énergie

Les dispositifs de soutien aux énergies renouvelables dont la production est vendue sur le marché, à savoir les énergies renouvelables électriques et le biométhane, assurent aux producteurs une rémunération sécurisée et stable de l'énergie produite. Ils sont **adaptés au niveau de coûts et de risques de chaque filière et couvrent les producteurs contre l'évolution des prix de marché**.

Le surcoût qui en résulte est supporté, dans le cadre d'un dispositif d'obligation d'achat, par les opérateurs en charge de l'achat de l'énergie ainsi produite, ou bien, dans le cadre d'un dispositif de complément de rémunération, par les opérateurs chargés du versement du complément de rémunération. **Ce surcoût est compensé par l'État à travers le programme 345 au titre des charges de service public de l'énergie (CSPE) évaluées annuellement par la Commission de régulation de l'énergie (CRE).**

Le coût de soutien pour l'État est donc **sensible à l'évolution des prix de marché** : lorsque les prix de marché augmentent, les charges induites par ces installations diminuent jusqu'à devenir négatives (situation observée au pic de la crise énergétique entre fin 2021 et début 2023), et inversement.

Le coût budgétaire doit donc être apprécié en fonction des coûts prévisionnels des filières et les projections d'évolution du prix de vente sur le marché de l'énergie renouvelable produite. Ce montant est décomposé entre les coûts déjà engagés avant la PPE 3 et les nouveaux coûts pour le soutien des nouvelles capacités au titre de la PPE 3.

Les coûts déjà engagés avant la PPE 3 correspondent à l'ensemble des coûts de soutien aux énergies renouvelables partis du fait d'engagements antérieurs de l'État (contrats signés avant le 31 décembre 2023 ou appels d'offres ayant déjà été attribués), ou qui seront engagés d'ici 2025 sur la base de la PPE 2.

Les estimations réalisées vont faire l'objet d'un avis du Comité de gestion des charges de service public de l'électricité.

6.5.2.1 Trajectoires de prix de marché et de coûts de production

Deux scénarios de prix de gros moyens de l'énergie ont été étudiés pour l'estimation des coûts de soutien public au développement de l'électricité renouvelable :

- **Un scénario bas avec un prix de gros de l'électricité atteignant 52 €2024/MWh et un prix de gros du gaz atteignant 23 €2024/MWh PCS en 2030**.
- **Un scénario haut avec un prix de gros de l'électricité atteignant 94 €2024/MWh et un prix de gros du gaz atteignant 50 €2024/MWh PCS en 2030**.

Les prix de vente moyens de l'électricité produite par les installations de production d'électricité renouvelable des filières mentionnées ci-dessus sont plus faibles que les prix moyens de l'électricité sur les marchés, en raison de la corrélation de la production électrique des installations au sein d'une même filière. La production d'électricité solaire, par exemple, intervient au même moment de la journée pour toutes les installations, conduisant à une baisse du prix de marché de l'électricité sur ces heures, réduisant le prix moyen perçu par les installations. Une décote doit donc être prise en compte par rapport au prix de marché moyen, pour calculer le soutien public aux installations de production.

La trajectoire suivante des tarifs des nouveaux contrats de soutien aux différentes filières a été prise en compte pour l'estimation des coûts de soutien public à la production d'énergie renouvelable, en supposant les mécanismes de soutien actuels inchangés :

Tarif des contrats de soutien (€$_{2024}$/MWh)	2025	2030	2035
PV - AT bâtiment	160	155	150
PV - AT petit sol	88	84	80
PV - AO sol	80	75	70
PV - AO bâtiment	100	94	88
Éolien terrestre	90	85	80
Éolien en mer - posé	50	50	-
Éolien en mer - flottant	90	75	-
Biométhane	148	133	133

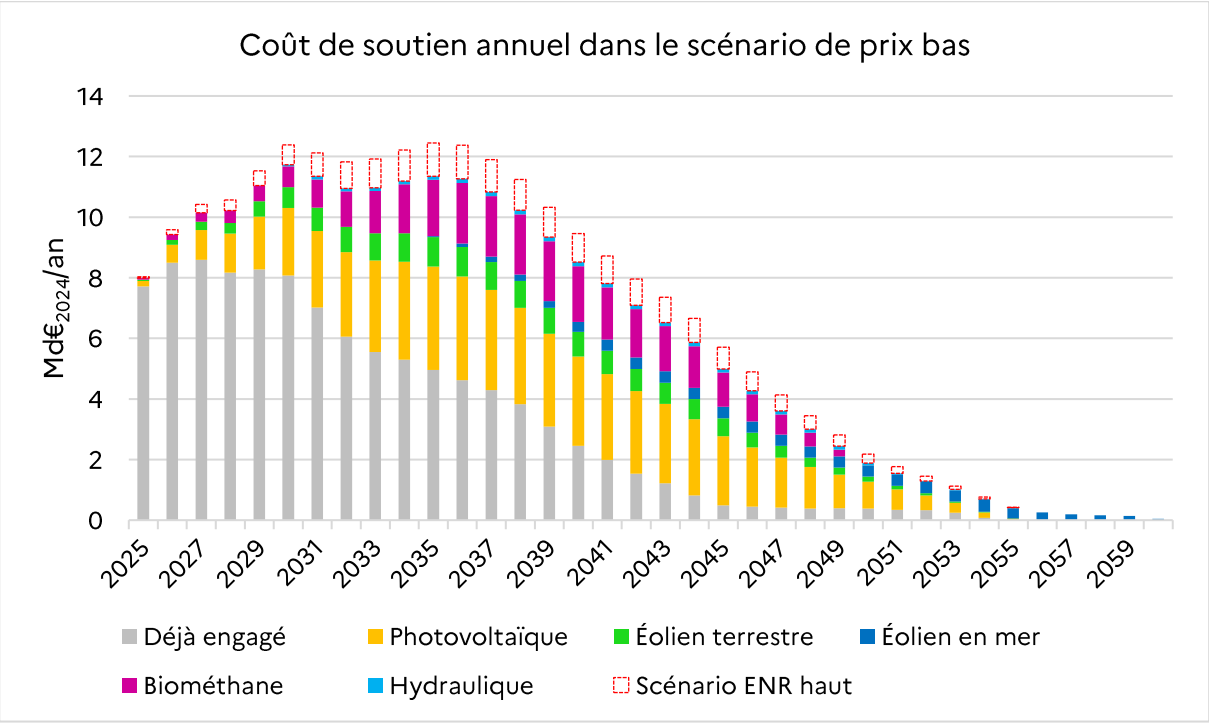
Par ailleurs, un taux d'inflation constant à 2 % a été choisi pour l'estimation des coûts de soutien public à la production d'énergie renouvelable.

6.5.2.2 Estimation des coûts de soutien public à la production d'énergie renouvelable

La modélisation des coûts de soutien public à la production d'énergie renouvelable conduit à estimer un **montant de 114,2 à 133 Md€$_{2024}$** de charges de service public de l'énergie au titre de la PPE 3 entre 2025 et 2060, **dans le scénario de prix bas**, et **un montant négatif de -31,9 à -27,5 Md€$_{2024}$ dans le scénario de prix haut.**

Estimation des coûts de soutien entre 2025 et 2060 (Md€$_{2024}$)	Scénario de prix bas	Scénario de prix haut
Photovoltaïque	59,6 à 73	5,4 à 6,1
Éolien terrestre	16,2 à 21,5	-20,3 à -15,2
Éolien en mer	7,4	-39
Hydraulique	2,5	1
Biométhane	28,5	21
Total PPE 3	**114,2 à 133**	**-31,9 à -27,5**
Déjà engagé avant la PPE 3	105,5	37
Total	**219,8 à 238,5**	**4,8 à 9,2**

Les graphiques suivants permettent de visualiser l'évolution annuelle de ces charges dans les deux scénarios de prix modélisés :



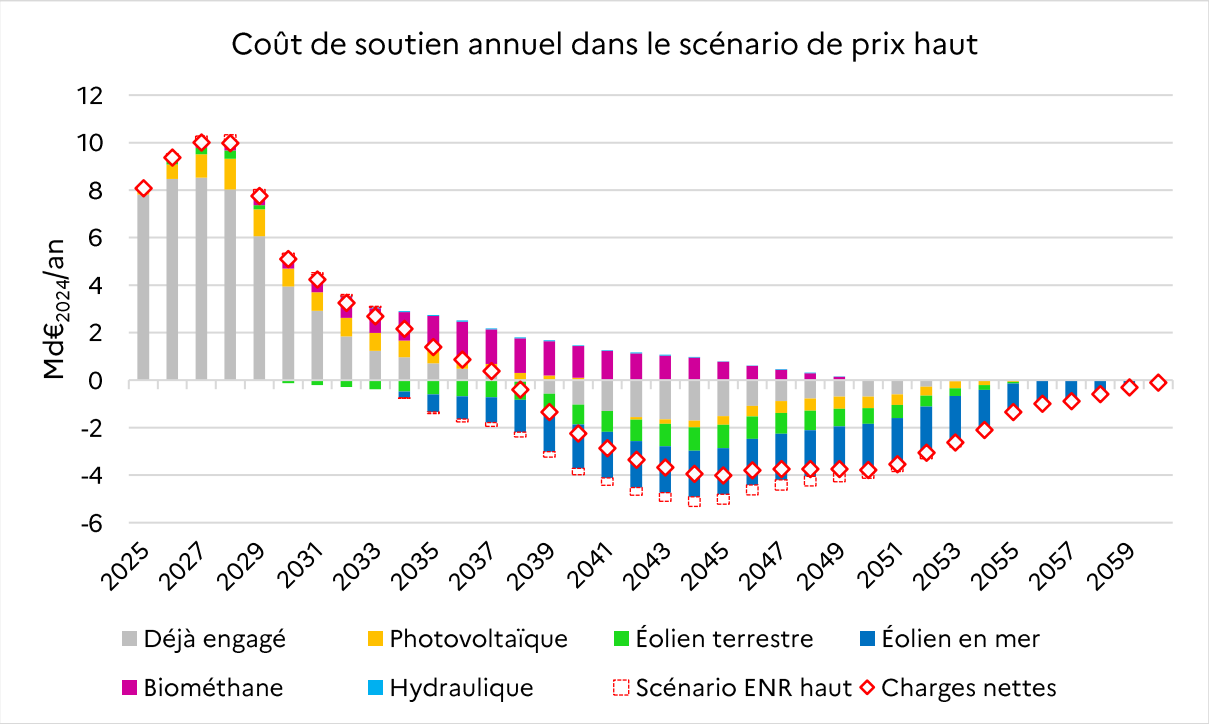


Figure 32. Chronique des coûts de soutien annuels dans les scénarios de prix bas et haut

ACTION COUT.1

METTRE EN PLACE DES DISPOSITIFS DE SOUTIEN ADAPTES AUX DIFFERENTS ENJEUX DE DEVELOPPEMENT DES ENERGIES RENOUVELABLES

Dimensionner les dispositifs de soutien afin d'atteindre les objectifs de développement des énergies renouvelables précisés ci-dessus en limitant l'exposition du budget de l'Etat (voir parties dédiées).

6.5.3 Investissements relatifs à la relance du secteur nucléaire

Le programme de construction de nouveaux réacteurs nucléaire de technologie EPR2 porté par EDF représentera, en montants, des investissements annuels inférieurs à ceux dans le parc existant, dans les EnR ou à ceux dans les réseaux. La différence entre ce programme et les autres projets énergétiques tient en revanche en trois caractéristiques cumulées :

- une durée de construction particulièrement longue, de l'ordre de 10 à 15 ans ;
- le projet présente des caractéristiques de complexité, quelle que soit la technologie sous-jacente, et notamment un cadre de sûreté qui leur est propre, qui se retrouve dans un nombre très réduit de secteurs ;
- la durée du fonctionnement des réacteurs nucléaires de technologie EPR2 est prévue pour 60 ans.

Ces particularités conduisent à ce que le coût de financement représente une part très importante du coût total du programme. L'Agence internationale de l'énergie atomique évalue ainsi que les coûts financiers peuvent représenter plus de 50 % du coût total du projet dans certains cas. Pour ces raisons, les Etats interviennent dans la quasi-totalité des projets de construction de nouveaux réacteurs nucléaire, à travers une régulation, un financement public ou les deux, pour diminuer le

coût de financement ou remédier à la difficulté à trouver des investisseurs privés. S'agissant du programme porté par EDF, l'Etat et EDF étudieront les conditions de financement en vue de définir l'intervention économique de l'Etat la plus adaptée.

Enfin, le plan France 2030 consacre un milliard d'euros de fonds publics pour accompagner le développement des réacteurs nucléaires innovants et l'émergence de nouveaux acteurs.

7. Mobilisation des territoires dans la planification énergétique et sa mise en œuvre

Les collectivités territoriales, dotées de compétences en planification territoriale et en développement durable, occupent une position centrale dans la stratégie énergétique de la France. En vertu des lois de décentralisation telles que MAPTAM[79], LTECV[80], et la loi NOTRe[81], leur capacité à élaborer et mettre en œuvre des stratégies locales adaptées aux spécificités de leurs régions est renforcée. Ainsi, les territoires sont au cœur de la transition énergétique, qu'il s'agisse d'efficacité énergétique, d'énergies renouvelables, de stockage ou de réseaux. L'impulsion des collectivités territoriales est donc essentielle pour répondre efficacement aux enjeux énergétiques et environnementaux actuels.

7.1. Les documents de planification territoriale, des outils stratégiques dans l'atteinte des objectifs

- **Les schémas régionaux d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires (SRADDET)[82] , et le schéma directeur de la Région Île-de-France (SDRIF)[83]** donnent à la planification territoriale son rôle stratégique (prescriptivité, intégration de schémas sectoriels, co-construction).

Les schémas régionaux renforcent la place de l'institution régionale, invitée à formuler une vision politique de ses priorités en matière d'aménagement du territoire, de développement durable et de protection de l'environnement.

En matière d'énergie, le SRADDET doit fixer des objectifs de moyen et long termes concernant :

- la maîtrise de l'énergie, notamment par la rénovation énergétique,

79 La loi n° 2014-58 du 27 janvier 2014 de modernisation de l'action publique territoriale et d'affirmation des métropoles, dite "loi MAPTAM" vise à réformer l'organisation territoriale en renforçant les métropoles et en redéfinissant les compétences des collectivités territoriales

80 La loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, dite 'LTECV', en modifiant notamment plusieurs articles du Code de l'énergie (articles L. 100-1, L. 100-2, et L. 100-4), vise à renforcer le rôle des collectivités locales dans la mobilisation de leurs territoires pour la transition énergétique. Elle réaffirme également le rôle de la région en tant que chef de file en matière d'efficacité énergétique. En outre, cette loi stipule que les plans climat-air-énergie territoriaux (PCAET) doivent être recentrés au niveau intercommunal avec pour objectif de couvrir l'ensemble du territoire.

81 La loi n° 2015-991 du 7 août 2015 portant sur la nouvelle organisation territoriale de la République, dite 'loi NOTRe' vise à renforcer les compétences des régions et des intercommunalités tout en simplifiant l'organisation territoriale. Elle réaffirme également le rôle des départements et des communes dans la gestion de proximité et la solidarité territoriale.

82 Le SRADDET est défini aux **articles L. 4251- 1 et suivants du code général des collectivités locales**, complétés par les articles **R. 4251-1 et suivants du même code**

83 Le SDRIF est défini aux articles L. 123-1 et suivants du code de l'urbanisme

- le développement et l'exploitation des énergies renouvelables et de récupération, notamment la production de biogaz, l'énergie éolienne, l'énergie biomasse et l'agrivoltaïsme, le cas échéant, par zone géographiques.

Ces objectifs peuvent être déclinés en règles prescriptives assorties de mesures d'accompagnement destinées aux autres acteurs de l'aménagement et du développement durable régional. En ce qui concerne l'énergie, les règles doivent a minima porter sur des mesures favorables au développement des énergies renouvelables et être cohérentes avec les mesures relatives à la planification des déchets inscrites au SRADDET (ou PRPGD selon les régions), notamment pour ce qui relève des chaufferies CSR et Unités de valorisation énergétique de déchets.

Une carte synthétique indicative illustre les objectifs du SRADDET. Cette carte peut notamment identifier les zones d'accélération définies en application de l'article L. 141-5-3 du code de l'énergie (cf. ci-après)

En Ile de France, la cartographie des zones d'accélération pour l'implantation d'installations de production ou de stockage d'énergies renouvelables sont inscrites dans un schéma directeur territorial de déploiement des énergies renouvelables, le SDRIF-e.

Les SRADDET et le SRCAE en Ile de France devront être révisés pour se mettre en comptabilité avec les objectifs régionaux de la PPE. Dans un délai de six mois à compter de la publication du décret régionalisation des objectifs de la PPE, la région engage la procédure de modification du SRADDET ou du SRCAE pour l'Ile de France.

- **Les Plans climat air énergie territoriaux (PCAET)[84], outils opérationnels locaux de la lutte contre le changement climatique et de la transition énergétique.**

Les intercommunalités regroupant plus de 20 000 habitants sont tenues d'établir un PCAET. Les PCAET sont le lieu où les collectivités locales sont invitées à s'engager dans la mise en œuvre de la politique énergétique à l'échelle de leur territoire. Ces plans ont vocation à définir les objectifs chiffrés de réduction des émissions de gaz à effet de serre, et à réduire la dépendance énergétique[85]. Ces plans doivent notamment être compatibles avec les règles définies par les SRADDET, notamment sur le développement des énergies renouvelables. Ils reposent sur un travail de prospective et un programme d'actions qui concernent l'ensemble des activités et des acteurs. Le PCAET comprend une carte identifiant les zones d'accélération définies en application de l'article L. 141-5-3 du code de l'énergie

A travers les différents schémas régionaux (SRADDET, SDRIF et les PCAET, les régions et les intercommunalités de plus de 20 000 habitants sont invitées à définir leur trajectoire énergétique à 2050, en tenant compte des objectifs de la SNBC, et à engager les actions de court terme permettant de l'atteindre.

[84] Le plan climat-air-énergie territorial (PCAET) est défini à l'**article L. 229-26 du code de l'environnement**. Les **articles R. 229-51 à R.229-56 du code de l'environnement** en précisent le contenu, la portée de ses objectifs, ses modalités d'élaboration et de révision

[85] En application du L.229-26 du Code de l'environnement, le PCAET définit, sur le territoire de l'établissement public ou de la métropole « le programme d'actions à réaliser afin notamment d'améliorer l'efficacité énergétique, de développer de manière coordonnée des réseaux de distribution d'électricité, de gaz et de chaleur, d'augmenter la production d'énergie renouvelable, de valoriser le potentiel en énergie de récupération, y compris le potentiel de récupération de chaleur à partir des centres de données, de développer le stockage et d'optimiser la distribution d'énergie, de développer les territoires à énergie positive, […]. Sont inclus des objectifs relatifs aux installations de production de biogaz ». « Ce programme d'actions peut fixer des objectifs relatifs aux installations agrivoltaïques définies à l'article L. 314-36 du code de l'énergie. »

Les services de l'Etat en région et au plus près du territoire sont engagés auprès des territoires pour les accompagner dans la déclinaison de la PPE à leur échelle. En particulier, lors des porter-à-connaissance et le cas échéant, notes d'enjeux, préalables à l'élaboration des documents de planification, ils indiquent la trajectoire dans laquelle le territoire doit s'inscrire.

L'Etat a établi, en application de l'article 68 de la loi n°2019-1147 du 8 novembre 2019[86] un rapport concernant la contribution des plans climat-air-énergie territoriaux et des schémas régionaux d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires aux politiques de transition écologique et énergétique. Ce rapport a été transmis le 11 avril 2022 au Parlement. En matière d'énergie, il en ressort que :

- Pour les énergies renouvelables et de récupération, les SRADDET donnent des objectifs globaux en reprenant ou en améliorant légèrement l'objectif général national de la PPE2 qui vise à atteindre en 2030 une part des énergies renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie « d'au moins 33 % ».
- La majorité des SRADDET présente généralement des cibles d'augmentation de la production d'énergie renouvelable, par filières et détaillées dans le temps. Seules certaines filières ne sont pas systématiquement dotées d'objectifs, telles que la géothermie haute température, la biomasse liquide, la chaleur environnement (pompes à chaleur), la récupération chaleur fatale, les déchets (valorisation énergie primaire).

Les objectifs de « couverture » de la consommation d'énergie par la production d'énergie renouvelable présentent toutefois une certaine hétérogénéité d'un SRADDET à l'autre.

- **Par le biais de ses compétences en matière d'urbanisme et l'élaboration de son Plan Local d'Urbanisme (PLU), la collectivité dispose également d'un outil supplémentaire pour orchestrer, à l'échelle communale ou intercommunale, le développement des énergies renouvelables (EnR), la coordination des réseaux énergétiques, ainsi que l'amélioration de l'efficacité énergétique des constructions à venir.**
- **Enfin, les schémas directeurs viennent enrichir et renforcer cette dynamique de planification portée par les collectivités.**

En se dotant de schémas directeurs des énergies (SDE) ou de schémas directeurs des réseaux de chaleur (SDRCU), les collectivités démontrent en complément leur engagement proactif face aux défis énergétiques contemporains. Ces outils stratégiques, exigés par la loi énergie-climat pour les réseaux de chaleur mis en service entre le 1er janvier 2009 et le 31 décembre 2019, soulignent le rôle prépondérant des collectivités dans la planification énergétique territoriale. En mobilisant ces leviers d'élaboration, les collectivités locales s'affirment comme des acteurs incontournables de la transition énergétique, alliant vision à long terme et actions concrètes pour une gestion optimisée et durable des ressources énergétiques.

86 L'article 68 de la loi n°2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat, prévoit que *« Dans un délai de deux ans à compter de la promulgation de la présente loi, le Gouvernement remet au Parlement un rapport concernant la contribution des plans climat-air-énergie territoriaux et des schémas régionaux d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires aux politiques de transition écologique et énergétique. Ce rapport comporte une évaluation du soutien apporté par l'Etat à la mise en œuvre des plans climat-air-énergie territoriaux et des schémas régionaux d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires. Ce rapport compare notamment cette contribution aux objectifs nationaux et aux orientations nationales inscrits dans la programmation pluriannuelle de l'énergie et la stratégie nationale bas-carbone. »* Ce Rapport a été transmis le 11 avril 2022 au Parlement. https://ecologie-preprod.ate.e2.rie.gouv.fr/sites/default/files/publications/Rapport_article_68_LEC_compressed.pdf

7.2. Un renforcement du rôle clé des territoires dans la planification du développement des énergies renouvelables et dans leurs actions en faveur de l'efficacité énergétique

Par les politiques qu'elles peuvent déployer au niveau local, **le relais qu'elles constituent avec de nombreux acteurs et les financements qu'elles peuvent accorder**, les collectivités et les régions détiennent de nombreux leviers en matière de transition écologique et énergétique. Par leurs compétences directes, les intercommunalités et les communes peuvent, par exemple, agir pour le développement des énergies renouvelables, de chaleur et froid de récupération, l'évolution des réseaux énergétiques, ou encore opérer les leviers concrets de la décarbonation des transports et des bâtiments sur leur territoire. **L'accélération de la transition énergétique nécessitera de poursuivre l'implication forte des collectivités et des régions, en particulier en termes de planification, et une amélioration de la gouvernance locale autour des projets et de leurs actions en faveur de l'efficacité énergétique.**

- **Planifier les énergies renouvelables**

Afin d'assurer le succès de la politique énergétique française, le développement des énergies renouvelables doit être co-construit avec les territoires. Des évolutions législatives récentes, **la loi climat et résilience de 2021 (article 83) et la loi d'accélération de la production d'énergies renouvelables de 2023 (article 15) ont permis de renforcer le rôle clé des territoires** et notamment la mise en place d'une planification ascendante des énergies renouvelables terrestres sur le territoire français à la charge des élus.

Les communes sont invitées à définir, après concertation avec leurs administrés, des zones d'accélération où elles souhaitent prioritairement voir des projets d'énergies renouvelables s'implanter. Ces zones d'accélération peuvent concerner toutes les énergies renouvelables : le photovoltaïque, le solaire thermique, l'éolien, le biogaz, la géothermie, etc. Tous les territoires pourront ainsi personnaliser leurs zones d'accélération en fonction des enjeux de leur territoire, de leur potentiel en matière de développement des énergies renouvelables mais également en fonction de leur volonté politique. **L'objectif recherché est que ces zones soient suffisantes pour atteindre, à terme, les objectifs nationaux et régionalisés de la PPE.**

Ces zones d'accélération serviront de base au travail demandé par la directive européenne « RED III » qui demande aux Etats Membres d'identifier suffisamment de zones pour offrir un potentiel suffisant pour l'atteinte de leurs objectifs de développement des énergies renouvelables. Au sein de ces zones, **des zones d'accélération « renforcées » devront être identifiées, qui seront soumises à une évaluation environnementale stratégique, afin de bénéficier de gains en matière de délai d'instruction pour les projets.**

Focus : La territorialisation de la PPE et les Comités régionaux de l'énergie

L'article 83 de la loi « Climat & Résilience » de 2021 prévoit que des objectifs régionaux de développement des énergies renouvelables seront établis par décret pour le territoire métropolitain continental à partir de la publication de la présente PPE, après concertation avec les conseils régionaux concernés, pour contribuer aux objectifs de la PPE nationale (article L 141-5-1 du code de l'énergie). **Ces objectifs prendront en compte les potentiels énergétiques, renouvelables et de récupération, régionaux mobilisables.**

En vue de définir ces objectifs de développement des énergies renouvelables régionalisés de la PPE 3, **le ministre chargé de l'énergie demandera au comité régional de l'énergie de chaque région située sur le territoire métropolitain continental d'élaborer une proposition d'objectifs régionaux de développement des énergies renouvelables de la région**. A l'expiration d'un délai de deux mois à compter de la demande, la proposition du comité régional est réputée élaborée.

Dans un délai de six mois à compter de la publication du décret sur les objectifs régionalisés de la PPE, **la région engagera la procédure de modification du SRADDET pour rendre le schéma compatible.**

Une méthode et des indicateurs communs permettant de suivre, de façon partagée entre les régions et l'Etat ainsi qu'entre les collectivités territoriales d'une même région, **le déploiement et la mise en œuvre des objectifs régionaux de développement des énergies renouvelables seront également définis** selon des modalités fixées par décret.

Le comité régional de l'énergie (article L 141-5-2 du code de l'énergie) a 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 ;
- proposer des objectifs régionaux au ministre en charge de l'énergie, en déclinaison de la Programmation pluriannuelle de l'énergie
- rendre un avis sur la suffisance des zones d'accélération pour permettre l'atteinte des objectifs régionalisés de la PPE pour le développement de chaque type d'énergie renouvelable[87].

Il peut également débattre et rendre des avis sur tous les sujets relatifs à l'énergie, au stockage de l'énergie et au vecteur hydrogène ayant un impact sur la région. Et il est associé à l'élaboration du volet énergie des schémas régionaux (SRADDET,SDRIF).

En outre, la refonte de la **directive efficacité énergétique (DEE, 2023/1791/UE) impose aux collectivités territoriales et leurs groupements de plus de 45 000 habitants d'élaborer des plans locaux en matière de chaud et de froid**. A ce stade, il est envisagé d'intégrer ces plans dans les plans climat air énergie territoriaux (PCAET) afin de ne pas multiplier les documents devant être produits par les collectivités territoriales et leur groupement.

- **<u>Agir en faveur de l'efficacité énergétique</u>**

[87] De premiers avis sur la suffisance des zones d'accélération ont déjà été rendus sur les premiers exercices de remontées des zones par les communes en comparaison à d'autres objectifs régionalisés notamment les objectifs SRADDET en attendant la publication de la PPE 3 et du décret sur les objectifs régionalisés de la PPE 3 en 2025.

La transposition de la directive relative à l'efficacité énergétique (DEE, 2023/1791/UE) devra demander aux collectivités territoriales et à leurs groupements de contribuer à l'atteinte des objectifs nationaux suivants :

- Réduction cumulée de la consommation d'énergie finale des organismes publics à hauteur de 1,9 % par an, par comparaison à leur consommation d'énergie de l'année 2021 (article 5 de la DEE) ;
- Rénovation à un haut niveau de performance énergétique, chaque année, de 3% de la surface des bâtiments de plus de 250 m2 appartenant aux organismes publics (article 6 de la DEE) ;
- Mise à jour biannuelle de l'inventaire des bâtiments publics (article 6 de la DEE) ;

7.3. Un Etat facilitateur et aux côtés des collectivités via des accompagnements et des moyens de financement

➢ **Pour accompagner la transition écologique**

L'Etat a engagé des travaux de territorialisation de la planification écologique avec la création des Conférences des Parties régionales, dites **« COP régionales » vise à permettre aux territoires de s'approprier l'exercice de planification et de saisir des enjeux de l'urgence climatique**. Ces COP ont pour objectif de permettre aux territoires de s'approprier l'exercice de planification écologique, de prendre leur part des objectifs nationaux et de les traduire en projets concrets à l'échelle du bassin de vie de chaque citoyen. À l'issue de ces mois de débats, des **feuilles de route régionales devront être établies.** Elles fixeront les **objectifs à horizon 2030, ainsi que les moyens concrets**, prévus par chaque région, pour les atteindre. Ce dispositif de déclinaison partagée de la planification écologique doit garantir l'atteinte effective des objectifs au niveau national.

Dans ce cadre, les CRTE, désormais appelés "contrats pour la réussite de la transition écologique", viennent compléter la démarche en intégrant les projets concrets issus des COP régionales. Ils offrent alors **un cadre simplifié pour la contractualisation entre les collectivités et l'État, devenant ainsi un outil efficace pour la mise en œuvre détaillée de cette planification écologique territoriale.**

ACTION TER.1

POURSUIVRE L'ACCOMPAGNEMENT ET LE FINANCEMENT AU SERVICE DE LA TRANSITION ECOLOGIQUE

- **Pérenniser le Fonds vert** créé en 2023 et dédié à la transition écologique, qui soutient des actions dans le domaine énergétique (rénovation des bâtiments publics, éclairage public, accompagnement en ingénierie…).
- **Poursuivre les travaux des COP régionales.**
- **Poursuivre l'accompagnement des collectivités dans l'élaboration des CRTE.**
- **Favoriser l'accès aux besoins d'ingénierie des collectivités** en offrant une meilleure articulation des offres des opérateurs (ANCT, ADEME, ANAH, ANRU, CEREMA, etc…)
- **Concrétiser le lancement de la plateforme « Mon Espace Collectivité »,** un service d'accompagnement sur mesure pour les projets des territoires réunissant en un seul endroit collectivités et Etat Local pour accélérer les projets et leur impact sur le territoire

➢ **Pour accompagner le développement des énergies renouvelables**

Afin de permettre aux élus locaux de s'emparer de la diversité des moyens de production renouvelables et de leurs retombées positives, l'État mobilise l'ensemble de ses réseaux et celui de ses opérateurs, dans l'objectif de faciliter les démarches des collectivités. Elles disposeront désormais **d'un interlocuteur dédié à travers le référent préfectoral à l'instruction des projets d'énergies renouvelables et des projets industriels nécessaires à la transition énergétique**. Cette mobilisation se traduit par ailleurs par le **maintien du renforcement des services déconcentrés et centraux de l'Etat chargés de l'énergie** et en particulier des énergies renouvelables, afin qu'ils puissent réaliser l'accompagnement nécessaire des élus locaux, aux côtés d'autres acteurs tels que le CEREMA, le réseau les « Générateurs » 24 co-financé par l'Ademe et les Régions.

Toujours dans cette démarche facilitatrice de la planification des énergies renouvelables**, l'Etat met à disposition des outils nouveaux, comme le portail cartographique** permettant de visualiser et d'analyser les enjeux à prendre en compte dans le développement des énergies renouvelables via la mise à disposition de fiches ADEME pour les élus locaux sur ces énergies, via la mise en place d'un réseau d'élus référents à même de servir de relais dans les territoires, et via le déploiement des énergies renouvelables « clés en main ».

ACTION TER.2

ACCELERER ET PLANIFIER LE DEVELOPPEMENT DES ENERGIES RENOUVELABLES

- **Poursuivre l'accompagnement des Comités régionaux de l'énergie** pour définir une proposition de méthode harmonisée de régionalisation des objectifs nationaux de développement des énergies renouvelables qui constituera un chantier prioritaire de la mise en œuvre de la PPE 3.
- **Pérenniser le développement des zones des d'accélération et le portail cartographique** mis à disposition par l'Etat pour identifier ces zones. Le faire évoluer en tableau de bord territorial des sujets énergétiques pour les collectivités.
- **Mobiliser et renforcer le Fonds chaleur** pour accompagner la trajectoire attendue sur le développement de la chaleur renouvelable.
- **Inciter les communes et les intercommunalités** non équipées de réseaux de chaleur et possédant un potentiel de déploiement **à la réalisation d'étude de faisabilité.**
- **Renforcer l'animation territoriale en généralisant les animateurs chaleur renouvelable**, au moins un par région, qui accompagnent les projets de collectivités, entreprises, etc.
- **Renforcer la mobilisation pour la création des réseaux de chaleur** via un accompagnement personnalisé sur la base de nouveaux outils et l'accompagnement des projets de chaleur renouvelable chez les particuliers dans le cadre de France Rénov'.
- **Promouvoir le développement du biométhane** en incitant les collectivités territoriales à utiliser des garanties d'origines émises par les installations sur leur territoire pour attester de l'origine locale et renouvelable du gaz consommé (dans le cadre des enchères de GO de biogaz, les collectivités peuvent bénéficier à titre gratuit des GO émises par les installations implantées sur leur territoire).

➢ **Pour accélérer la baisse des consommations énergétiques**

En outre, l'Etat a récemment renforcé significativement les moyens dédiés au financement et à l'accompagnement des territoires pour l'ingénierie des actions visant à la baisse des consommations, en particulier celles conduites par les collectivités locales. Cette action devra être poursuivie.

ACTION TER.3

SOUTENIR LES ACTIONS D'EFFICACITE ENERGETIQUE

- **Mobilisation des CEE**[88] pour l'accompagnement d'actions des collectivités territoriales et de leurs groupements.
- **Le fonds vert**, doté de 2 Md€ en 2024, vise à accompagner les collectivités dans la transition écologique, notamment via un soutien à la rénovation énergétique des bâtiments publics locaux et le financement de l'appui en ingénierie[89].
- **Le programme ACTEE+** (Action des collectivités Territoriales pour l'Efficacité énergétique), doté de 220 millions d'euros jusqu'à fin 2026, vise à développer les projets d'efficacité énergétique pour les bâtiments par:
    - une aide technique et organisationnelle à destination de collectivités incluant une cellule d'accompagnement composée d'experts, un centre de ressources avec des cahiers des charges-type directement utilisables par les collectivités, des guides, des formations et outils numériques d'analyse ;
    - le cofinancement de l'accompagnement et de la maîtrise d' œuvre pour la rénovation des bâtiments publics des collectivités et de l'éclairage public.
- **Le coup de pouce "Chauffage des bâtiments résidentiels collectifs et tertiaires"** favorise le raccordement des bâtiments aux réseaux de chaleur ou l'installation d'un système de chauffage décarboné[90].
- Assurer le déploiement, sous le pilotage de l'Anah, du nouveau pacte territorial entre l'Etat et les collectivités territoriales pour le déploiement du **service public de la rénovation de l'habitat France Rénov'** permettant notamment de garantir la poursuite du financement des guichets d'information et de conseil auprès des ménages.

D'autre part, l'Etat renforcera l'accompagnement des collectivités dans la transposition et la déclinaison opérationnelle de la directive relative à l'efficacité énergétique (DEE, 2023/1791/UE).

➢ **Pour accompagner la transition des modes de transports**

L'Etat a également renforcé son action en faveur de la mobilité propre et du report modal au travers de différents programmes et plans :

[88] Les fiches standardisées peuvent être mobilisées pour les opérations de rénovation des bâtiments ainsi que programmes CEE dont le catalogue est disponible sur ce lien : https://www.ecologie.gouv.fr/politiques-publiques/cee-programmes-daccompagnement

[89] Communiqué annonçant la pérennisation du Fonds vert jusqu'en 2027.

[90] Source : https://www.ecologie.gouv.fr/politiques-publiques/coup-pouce-chauffage-batiments-residentiels-collectifs-tertiaires

ACTION TER.4

FINANCER LA MOBILITE DOUCE BAS CARBONE ET ENCOURAGER LE REPORT MODAL

- Le programme ADVENIR (Aide au Développement des Véhicules Electriques grâce à de Nouvelles Infrastructures de Recharge), abondé fin 2023 de 200 millions d'euros supplémentaires jusqu'à fin 2027, a pour objectif de financer de nouvelles infrastructures à usage privée en résidentiel collectif, des points de recharge en voirie ainsi que des bornes au dépôt pour les poids lourds ;

- Les programmes ALVEOLE + et AVELO 2 et 3, respectivement dotés de 28,9 M€, 25 M€ et 37M€, visent à financer la mise en place d'emplacements vélos équipés ou sécurisés et à accompagner les territoires peu denses dans la planification, l'expérimentation et l'animation de leurs politiques cyclables, pour développer l'usage du vélo comme mode de déplacement au quotidien ;

- Les aides à l'acquisition de véhicules peu polluants sont dotées d'une enveloppe de 1,5 Md€ en 2024. Ces aides couvrent notamment le bonus écologique, la prime à la conversion et l'aide au leasing pour une voiture électrique. Les collectivités sont éligibles à une partie d'entre elles, à l'instar des personnes morales de droit privé, et les montants de ces aides sont majorés dans certains territoires. La prime à la conversion, en particulier, qui accompagne la mise en place des zones à faibles émissions, est majorée d'un montant qui peut atteindre jusqu'à 3 000 € dans ces territoires, depuis le 1er janvier 2023. Le soutien à l'électrification des véhicules lourds est quant à lui financé en 2024 par des certificats d'économie d'énergie, à hauteur de 130 M€ supplémentaires. Les autorités organisatrices de la mobilité dont le ressort territorial compte moins de 400 000 habitants peuvent y être soutenues dans leurs acquisitions d'autobus électriques neufs.

- Plan vélo et plan covoiturage (cf. Annexe sur la Stratégie de Développement de la Mobilité Propre).

•8. Annexe 1 : Stratégie de développement de la mobilité propre

Cf document à part sur la Stratégie de développement de la mobilité propre (SDMP).