



GOVERNEMENT

*Liberté
Égalité
Fraternité*



PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE

(2026-2035)

**STRATÉGIE FRANÇAISE
POUR L'ÉNERGIE
ET LE CLIMAT**



2026



**Crédits photos de la couverture
(de haut en bas, de gauche à droite) :**

©Arnaud Buissou / Terra - Vue des aéroréfrigérants
de la centrale de Cattenom

©Arnaud Buissou / Terra - Chaufferie biomasse du réseau
de chaleur de la Communauté Urbaine d'Arras

©Laurent Mignaux / Terra - Centrale solaire photovoltaïque

©Tim Fox - Parc éolien en mer du banc de Guérande

Table des matières

Synthèse stratégique **p.8**

PARTIE 1 **p.12-13**

1. Introduction

1.1. Programmation pluriannuelle de l'énergie **p.18**

1.1.1. Nature de la PPE **p.18**

1.1.2. Portée juridique de la PPE **p.18**

1.1.3. Articulation de la PPE avec les autres documents de planification **p.19**

1.1.4. Compatibilité de la PPE avec la Stratégie nationale bas-carbone **p.19**

1.2. Processus d'élaboration de la PPE **p.20**

1.3. Objectifs dont la PPE doit organiser l'atteinte **p.23**

1.3.1. Le cadre international de la lutte contre le changement climatique **p.23**

1.3.2. Le cadre européen **p.23**

1.3.3. Le cadre national et finalité de la PPE **p.24**

1.3.4. L'atteinte de la neutralité carbone à 2050 et les enjeux pour le secteur énergétique **p.24**

1.4. Bilan synthétique de la deuxième PPE **p.26**

1.5. Trajectoire structurant la PPE **p.33**

PARTIE 2 **p.36-37**

2. Amélioration de l'efficacité énergétique et baisse des consommations d'énergies fossiles

2.1. La baisse de la consommation d'énergie finale – Approche globale **p.40**

2.2. La baisse des consommations d'énergies fossiles **p.47**

2.2.1. L'historique de l'évolution des consommations d'énergies primaires et objectif de réduction **p.47**

2.2.2. Réduire la consommation primaire de charbon **p.49**

2.2.3. Réduire la consommation primaire de produits pétroliers **p.52**

2.2.4. Réduire la consommation primaire de gaz naturel **p.56**

2.2.5. Atteindre nos objectifs d'électrification **p.59**

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

| | |
|---|--------------|
| 3.1. La chaleur et le froid renouvelables et de récupération | p. 66 |
| 3.1.1. Biomasse solide | p.68 |
| 3.1.2. Pompes à chaleur | p.70 |
| 3.1.3. Géothermie de surface et géothermie profonde | p.72 |
| 3.1.4. Solaire thermique | p.74 |
| 3.1.5. Les réseaux urbains de chaleur et de froid | p.75 |
| 3.1.6. La chaleur de récupération | p.78 |
| 3.1.7. Les combustibles solides de récupération | p.79 |
| 3.2. Les carburants liquides | p.80 |
| 3.2.1. La production de pétrole brut sur le territoire français | p.80 |
| 3.2.2. Le raffinage | p.80 |
| 3.2.3. Les biocarburants et carburants de synthèse | p.80 |
| 3.2.4. Le GPL | p.83 |
| 3.3. Le gaz | p.84 |
| 3.3.1. Le gaz naturel | p.84 |
| 3.3.2. Le gaz renouvelable | p.85 |
| 3.3.3. Hydrogène | p.87 |
| 3.4. L'électricité | p.89 |
| 3.4.1. Les énergies renouvelables électriques | p.94 |
| 3.4.1.1. Le photovoltaïque | p.99 |
| 3.4.1.2. L'éolien terrestre | p.102 |
| 3.4.1.3. L'éolien en mer et les autres énergies marines renouvelables | p.103 |
| 3.4.1.4. L'hydroélectricité | p.106 |
| 3.4.1.5. La production électrique à partir de bioénergies | p.106 |
| 3.4.2. L'autoconsommation et la production locale de l'énergie | p.107 |
| 3.4.3. Le nucléaire | p.108 |
| 3.4.4. Le parc thermique | p.115 |

PARTIE 4

p.116-117

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

| | |
|---|--------------|
| 4.1. La sécurité d’approvisionnement en carburants liquides | p.119 |
| 4.1.1. Enjeux nationaux : raffinage et stocks stratégiques | p.119 |
| 4.1.2. Enjeux locaux : logistique intermédiaire et stations-service | p.120 |
| 4.2. La sécurité d’approvisionnement en produits gaziers | p.122 |
| 4.2.1. Niveau et critère de sécurité d’approvisionnement en gaz | p.122 |
| 4.2.2. Le dimensionnement du système gazier | p.122 |
| 4.2.3. Les obligations assignées aux acteurs gaziers | p.123 |
| 4.2.4. Les mesures de sauvegarde en cas de crise gazière | p.124 |
| 4.3. La sécurité d’approvisionnement en électricité et l’optimisation du système électrique via un bouquet de flexibilités | p.125 |
| 4.3.1. Le critère de sécurité d’approvisionnement | p.125 |
| 4.3.2. L’évolution de la sécurité d’approvisionnement sur l’horizon de la PPE | p.127 |
| 4.3.3. Les stratégies poursuivies pour répondre au besoin de capacités supplémentaires à horizon 2030 | p.128 |
| 4.4. La sécurité d’approvisionnement en uranium | p.132 |
| 4.5. La sécurité d’approvisionnement en biomasse | p.133 |
| 4.6. Les infrastructures énergétiques et les réseaux | p.137 |
| 4.6.1. Les réseaux de chaleur et de froid | p.137 |
| 4.6.2. Le réseau des carburants liquides | p.137 |
| 4.6.3. Le réseau gazier | p.138 |
| 4.6.4. Le réseau électrique | p.142 |
| 4.6.4.1. Des transformations structurantes dans les années à venir | p.142 |
| 4.6.4.2. Faire évoluer le réseau électrique pour intégrer une part grandissante de production non pilotable | p.145 |
| 4.6.5. Les infrastructures de recharge pour carburants alternatifs | p.146 |
| 4.6.6. Interactions entre les réseaux | p.147 |

PARTIE 5

p.148-149

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

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 | p.156 |
| 6.1.1. Enjeux macro-économiques de la PPE | p.156 |
| 6.1.2. Enjeux autour des investissements en faveur de la lutte contre le changement climatique | p.157 |
| 6.1.3. Impacts environnementaux de la PPE | p.158 |
| 6.2. Préservation du pouvoir d'achat des ménages | p.161 |
| 6.2.1. La lutte contre la précarité énergétique | p.161 |
| 6.2.1.1. Mesures préventives | p.161 |
| 6.2.1.2. Mesures de soutien | p.162 |
| 6.2.2. Assurer l'information de tous et la transparence sur les coûts et les prix des énergies | p.163 |
| 6.3. Enjeux industriels | p.164 |
| 6.4. Assurer la compétitivité des prix de l'énergie | p.165 |
| 6.4.1. Coûts du système électrique | p.165 |
| 6.4.2. Le choix du mix électrique : optimiser les coûts en prenant en compte les impacts environnementaux et les contraintes techniques | p.167 |
| 6.4.3. Compétitivité de l'approvisionnement électrique | p.169 |
| 6.4.4. L'industrie : un secteur dont la compétitivité est soutenue | p.170 |
| 6.4.5. Les réseaux de gaz font l'objet d'importants travaux visant à limiter leur coût à terme pour les consommateurs | p.171 |
| 6.5. Évaluation des impacts sur les emplois et besoins en compétences professionnelles et adaptation des formations à ces besoins | p.172 |
| 6.6. Évaluation des ressources publiques consacrées à l'atteinte des objectifs de la PPE | p.187 |
| 6.6.1. Coût de soutien de la maîtrise de l'énergie | p.187 |
| 6.6.2. Coût de soutien des ENR par le biais des charges de service public de l'énergie | p.190 |
| 6.5.2.1 Trajectoires de prix de marché et de coûts de production | p.190 |
| 6.5.2.2 Estimation des coûts de soutien public à la production d'énergie renouvelable | p.192 |

PARTIE 7

p.194-195

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

- 7.1. Les documents de planification territoriale, des outils stratégiques dans l'atteinte des objectifs** p.196
- 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** p.198
- 7.3. Un Etat facilitateur aux côtés des collectivités via des accompagnements et des moyens de financement** p.200

ANNEXES

p.204-205

- 8. Stratégie de développement de la mobilité propre** p.206
- 9. Les îles du Ponant non interconnectées avec le continent** p.207
- 10. Tableau synthétique des actions prévues par la PPE 3** p.219
- 11. Les indicateurs de suivi de la PPE** p.224
- Glossaire** p.229

Synthèse stratégique

À l'échelle nationale, le dérèglement climatique provoque déjà des effets tangibles sur le quotidien des français, avec une hausse des températures de 2,2° pour la décennie 2015-2024 par rapport à l'ère préindustrielle et la multiplication des phénomènes météorologiques extrêmes¹.

Le Gouvernement agit pour réduire les émissions de gaz à effet de serre qui en sont responsables, en cohérence avec nos engagements internationaux, et adapter notre société aux effets du dérèglement climatique.

Les trois feuilles de route correspondantes – le Plan national d'adaptation au changement climatique (PNACC), la Stratégie nationale bas-carbone (SNBC) et la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) – constituent le socle d'une action cohérente, intégrée et ambitieuse en la matière, présentée sous l'intitulé « Stratégie française pour l'énergie et le climat » (SFEC).

La PPE concrétise l'action du Gouvernement pour transformer notre système énergétique au cours de la prochaine décennie. Il s'agit de garantir l'accès des Français à une énergie abondante, compétitive, décarbonée et souveraine. Pour cela, nous devons accélérer la sortie des énergies fossiles, en nous appuyant notamment sur l'électrification et la production de chaleur décarbonée. La PPE repose ainsi sur un triptyque indissociable : la sécurité d'approvisionnement énergétique, la maîtrise des prix de l'énergie et la lutte contre le changement climatique :

- la sécurité d'approvisionnement et la souveraineté énergétique, en anticipant l'évolution du mix énergétique et son impact sur les infrastructures de production, de transformation, de transport et de distribution d'énergie, ainsi qu'en réduisant nos dépendances stratégiques aux énergies fossiles importées. L'objectif est d'assurer la disponibilité de l'énergie dont nous avons besoin, avec des marges de précaution, tout au long de la transition vers la sortie des énergies fossiles, et au-delà ;
- la maîtrise des prix de l'énergie, en définissant un mix énergétique optimisé sur le plan technique et économique, en adaptant les règles de marché pour donner plus de visibilité à long terme, et en mettant en place des dispositifs d'aide ciblés. L'objectif est de garantir la compétitivité de nos entreprises et la protection du pouvoir d'achat des consommateurs ;
- la lutte contre le changement climatique, en visant une baisse de nos consommations d'énergie et une augmentation de la production des énergies bas-carbone. L'objectif est de passer d'un mix énergétique constitué d'environ 60 % d'énergies fossiles importées en 2023 à un mix énergétique constitué d'environ 60 % d'énergies bas-carbone en 2030.

Pour garantir le respect de ces trois principes fondamentaux, la PPE acte la relance importante du nucléaire avec la poursuite d'exploitation des réacteurs existants jusqu'à 60 ans voire au-delà et la construction de nouveaux réacteurs EPR 2. Le développement à court et moyen termes de nouvelles capacités de production électrique, le maintien de notre indépendance stratégique à plus long terme et les efforts de compétitivité de notre électricité exigent également le développement de capacité de production électrique d'origine renouvelable, en garantissant leur bonne intégration dans le système électrique et en visant une forte empreinte industrielle française. La PPE prévoit ainsi le développement d'un mix électrique équilibré, décarboné et souverain.

La PPE fixe en conséquence les objectifs principaux exposés ci-après, et met en place les outils (incitatifs ou prescriptifs) qui permettront de les atteindre.

1. Source : bilan climatique 2024, Météo France : https://meteofrance.com/sites/meteofrance.com/files/files/editorial/Bilan-climatique-annuel-2024-meteo-france-web_2.pdf.

| | | 2023 | 2030 | 2035 | |
|-------------------------------|-------------------------------------|---|---|---|---|
| CONSOMMATION D'ÉNERGIE FINALE | | 1510 TWh | 1243 TWh | ENVIRON 1100 TWh | |
| SORTIE DES FOSSILES | | ENVIRON 60 % D'ÉNERGIE FINALE FOSSILE CONSOMMÉE | 40 % D'ÉNERGIE FINALE FOSSILE CONSOMMÉE | ENVIRON 30 % D'ÉNERGIE FINALE FOSSILE CONSOMMÉE | |
| Filières électriques | PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ DÉCARBONÉE | 458 TWh | 585 TWh | Entre 650 et 693 TWh | |
| | PRODUCTION NUCLÉAIRE | 56 réacteurs 320,4 TWh | 57 réacteurs en service 380 TWh (Cible haute du productible à 420 TWh) | | |
| | | Combien ? | 19,3 GW ³ - 22,7 TWh | 48 GW ~59 TWh | 55 – 80 GW~67 – 98 TWh |
| | PHOTOVOLTAÏQUE | Comment ? | <p>*Jusqu'à 2028 : appels d'offres et arrêtés tarifaires dans la limite d'un plafond de 2,9 GW par an de puissance soutenue, tendant vers la répartition indicative prévue à l'ACTION PV.1.</p> <p>*Après 2028 : les volumes appelés pourront être ajustés selon les évolutions apportées aux différents dispositifs de soutien, en tenant compte notamment du rythme de développement des projets et de l'évolution de la consommation.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Pour le photovoltaïque (PV) au sol : deux appels d'offres (AO) par an à hauteur d'environ 1 GW par période (hors renouvellement). • Pour le photovoltaïque sur bâtiment : trois appels d'offres par an à hauteur d'environ 300 MW par période (hors renouvellement). • Ces appels d'offres seront complétés par un appel d'offres neutre technologiquement par an, c'est-à-dire ouvert à des projets photovoltaïques, hydroélectriques et éoliens terrestres, à hauteur d'environ 500 MW par période. • Pour l'agrivoltaïsme, en fonction de la maturité économique de la filière, ces projets seront soutenus par l'intermédiaire des AO précités, ou par un appel d'offres spécifique, dont la puissance viendra en déduction de celle allouée aux appels d'offres précédents. • Pour les petites installations, un soutien par arrêtés tarifaires. Les modalités de ces arrêtés pourraient évoluer afin que les volumes soutenus soient davantage pilotables. | | |
| | | Combien ? | 21,9 GW ⁴ 48,7 TWh | 31 GW ~68 TWh | 35 – 40 GW ~80 – 91 TWh |
| | ÉOLIEN TERRESTRE | Comment ? | <p>* Deux appels d'offres par an à hauteur d'environ 800 MW par période (hors renouvellement) à compter du premier semestre 2026. Le renouvellement des parcs existants sera privilégié.</p> <p>* Ces volumes pourront être ajustés en tenant compte notamment du rythme de développement des projets et de l'évolution de la consommation.</p> <p>* Ces appels d'offres seront complétés par un appel d'offres neutre technologiquement par an, c'est-à-dire ouvert à des projets photovoltaïques, hydroélectriques et éoliens terrestres, à hauteur d'environ 500 MW par période après 2028. Jusqu'à 2028, le volume appelé dans cet appel d'offre neutre sera défini en prenant en compte le volume photovoltaïque souhaité sur l'année.</p> | | |
| | | Combien ? | 0,84 GW ⁵ 1,9 TWh | 3,6 GW ~14 TWh | 15 GW ~59 TWh |
| | ÉOLIEN EN MER | Comment ? | <p>* Objectif de 15 GW en 2035.</p> <p>* Attribuer l'AO9, lancé dans le cadre de la PPE2.</p> <p>* Lancement d'un appel d'offres de grande capacité pour un total d'environ 8 à 10 GW, avec un objectif d'attribution fin 2026, en s'appuyant notamment sur la cartographie des zones prioritaires à l'horizon 10 ans publiée dans la décision interministérielle du 17 octobre 2024, et qui sera intégrée aux stratégies maritimes de façades publiées en 2025.</p> <p>* Lancement d'un ou plusieurs appels d'offres complémentaires en s'appuyant notamment sur les zones restantes de la cartographie des zones prioritaires à l'horizon 10 ans, permettant d'atteindre un total d'au moins 26 GW attribués (incluant les projets en service) d'ici à 2030-2031.</p> | | |
| | | Combien ? | 25,9 GW (avec STEP) ⁶ 54,2 TWh ⁷ | 26,3 GW (avec STEP) ~54 TWh | 28,7 GW (avec STEP) ⁸ ~54 TWh |
| | HYDRO-ÉLECTRICITÉ | Comment ? | <p>* Réformer le régime des grandes installations pour sortir des pré-contentieux européens et relancer les investissements</p> <p>* Des appels d'offres réguliers selon le rythme de développement de la filière.</p> <p>* Pour les petites installations, un soutien par arrêtés tarifaires.</p> | | |

2. La production d'électricité décarbonée comprend également la production électrique à partir de bioénergies, de l'ordre de 10 TWh. Les facteurs de charges utilisés : 14 % pour le PV, 25 % en 2030, et 26 % en 2035 pour l'éolien terrestre et 45% pour l'éolien en mer.

3. Source SDES capacités installées et production PV 2023 : <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/publicationweb/621>

4. Source SDES capacités installées et production éolien 2023 : <https://analysesetdonnees.rte-france.com/production/eolien>

5. Valeur déclarée au 31/12/2023 pour le calcul du montant de la taxe éolienne en mer versée en 2024.

| | | 2023 | 2030 | 2035 | |
|--|--|---|--|--|--|
| CONSOMMATION D'ÉNERGIE FINALE | | 1510 TWh | 1243 TWh | ENVIRON 1100 TWh | |
| SORTIE DES FOSSILES | | ENVIRON 60 % D'ÉNERGIE FINALE FOSSILE CONSOMMÉE | 40 % D'ÉNERGIE FINALE FOSSILE CONSOMMÉE | ENVIRON 30 % D'ÉNERGIE FINALE FOSSILE CONSOMMÉE | |
| Filières non électriques | CHALEUR ET FROID RENEUVABLES ET DE RÉCUPÉRATION | Combien ? | 172 TWh chaleur ⁹ 1 TWh froid livré par les réseaux | 297 TWh chaleur 2 TWh froid livré par les réseaux | 328 – 421 TWh chaleur 2,5 – 3 TWh froid livré par les réseaux |
| | | Comment ? | <ul style="list-style-type: none"> * Dispositif des aides MaPrimeRénov' à destination des particuliers. * Dispositif des certificats d'économies 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. * 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 : 820 M€ en 2024, contribution à l'atteinte en 2030 d'une capacité financée d'environ 12 TWh/an. * Aides France 2030 à la décarbonation de l'industrie pour le développement de la chaleur bas-carbone. | | |
| | | Combien ? | 9 TWh | 44 TWh* | 47 – 82 TWh |
| | | Comment ? | <ul style="list-style-type: none"> * Pour les nouvelles installations, prioritairement via les dispositifs non-budgétaires pour l'injection de biométhane (certificats de production de biogaz, dont la trajectoire a vocation à être croissante) * Possibilité pour les consommateurs importants de conclure des contrats de gré-à-gré (BPA) pour décarboner leur consommation. * Contribution du bioGNV, dont une part est injecté dans les réseaux de gaz, au mécanisme de l'IRICC. | | |
| | BIOMÉTHANE injecté dans les réseaux de gaz naturel (objectifs en TWh PCS) | | | | |
| BIOCARBURANTS dans le transport | Combien ? | 38 TWh dans le transport | 55 TWh dans le transport | 70 – 90 TWh dans le transport et hors transport | |
| | Comment ? | Évolution de la taxe incitative relative à l'utilisation des énergies renouvelables dans le transport (TIRUERT) vers un mécanisme reposant sur la réduction de l'intensité carbone des carburants (IRICC). | | | |
| HYDROGÈNE (capacité d'électrolyse installée) | Combien ? | 0 GW | Jusqu'à 4,5 GW (9-19 TWh PCI) | Jusqu'à 8 GW (16-40 TWh PCI) | |
| | Comment ? | <ul style="list-style-type: none"> * Investissements sur les équipements de la filière, mécanisme de soutien à la production d'hydrogène renouvelable et bas-carbone destiné à l'industrie et incitation à la consommation dans le transport à travers la réduction de l'intensité carbone des carburants * Obligations d'incorporation de carburants d'aviation durables avec des objectifs spécifiques pour les carburants de synthèses, définies au niveau européen (règlement ReFuel EU) jusqu'à 2050 et contribution du secteur maritime pour répondre aux exigences de réduction d'intensité carbone de Fuel EU maritime. | | | |

6. Source DGEC + SDES : <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/chiffres-cles-des-energies-renouvelables-edition-2024?rubrique=21&dossier=174>

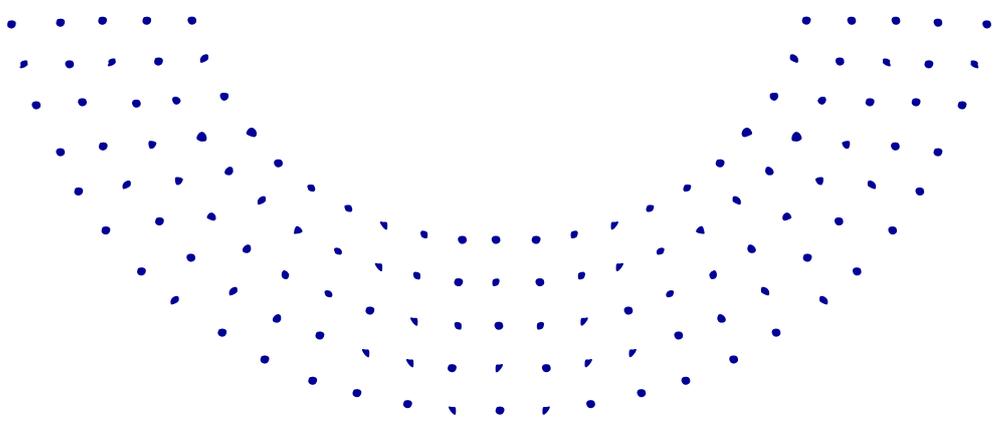
7. La production correspond à la production hydraulique renouvelable nette de la production réalisée par des STEP à partir d'eau préalablement pompée.

8. L'augmentation limitée des capacités hydroélectriques ne se traduira pas nécessairement par une augmentation du productible, notamment en raison des impacts attendus du changement climatique sur la ressource en eau. Les capacités supplémentaires sont toutefois déterminantes pour accentuer la pilotabilité des installations

9. Les données présentées sont pour l'année 2022.

*En prenant en compte le biogaz non injecté dans le réseau, cela correspond à environ 50 TWh de biogaz au total en 2030 et entre 50 TWh et 85 TWh en 2035





PARTIE

01

Introduction

AVERTISSEMENT

Les données historiques référencées sous l'appellation « aujourd'hui » sont les données observées consolidées disponibles à la date d'élaboration du document (année 2023 en général).

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, de l'hydroélectricité et du nucléaire, nous permet aujourd'hui de bénéficier d'une avance en matière de décarbonation et de compétitivité de notre électricité. Ainsi, notre production d'électricité, 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 : aérothermie, biométhane, bioliquides, biomasse, 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, à la fois pour le climat, en raison des conséquences en matière d'émissions de gaz à effet de serre, et en matière économique, 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 des appro-

visionnements pour la transition énergétique (États-Unis, Chine), qu'il s'agisse de matières premières stratégiques ou de composants clés pour les technologies énergétiques décarbonées. Consolider notre souveraineté énergétique 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 valeur 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 pour importer des produits énergétiques, et plus de 100 milliards d'euros en 2022 en raison de la crise liée notamment à la guerre en Ukraine et de la 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, événements 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 électro-intensive. L'enjeu est donc de poursuivre la modernisation de notre mix énergétique pour assurer la compétitivité de notre économie et la disponibilité de l'énergie dont nous avons besoin 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, la réduction du gaspillage énergétique et la sobriété.

Pour la lutte contre le dérèglement climatique, enfin, notre pays, comme le reste du monde, fait face à une véritable course contre la montre. Chaque retard renchérit le coût humain, économique, social et financier de l'impact climatique.

Cette accélération impose des transformations dans toute notre économie (transport, agriculture, industrie, bâtiment et énergie). En particulier, l'efficacité énergétique, la décarbonation du secteur de l'énergie, la chaleur renouvelable et de récupération, 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'État 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 plan d'action d'une ampleur inédite dans notre histoire énergétique, d'abord d'électrification des usages, puis de réduction de la consommation totale d'énergie et enfin d'augmentation de la production d'énergies bas-carbones. Cette transformation 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, nous devons prendre aujourd'hui des décisions qui transformeront profondément nos modes de consommation d'énergie dans tous les secteurs.

Pour y parvenir, cette Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) 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 des fondements scientifiques et techniques objectifs et encore plus robustes, en particulier sur les travaux de modélisation du scénario énergie-climat conduits par l'administration, avec pour le système électrique les analyses issues du rapport « Futurs énergétiques 2050 » des experts de RTE, commandé par le pré-

sident de la République en 2019, publié en 2021 et mis à jour en septembre 2023¹⁰ ainsi que, plus récemment, celles présentées par RTE dans son Bilan prévisionnel 2025. Elle repose en outre sur un dialogue approfondi avec l'ensemble des parties prenantes, au travers de plusieurs phases de concertations et de co-construction.

En lien avec la démarche de planification écologique, cette stratégie a pour ambition d'offrir une visibilité à 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 approche de neutralité technologique et d'objectivité dans les arbitrages de politique publique et en veillant constamment à la compétitivité des entreprises et à la protection des ménages.

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 d'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 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 prévention des impacts 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'adhésion des projets. Afin de s'assurer que ce nouveau dispositif soit réellement représentatif de la part prise par les territoires dans l'objectif national, les comités régionaux de l'Énergie (CRE), 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.

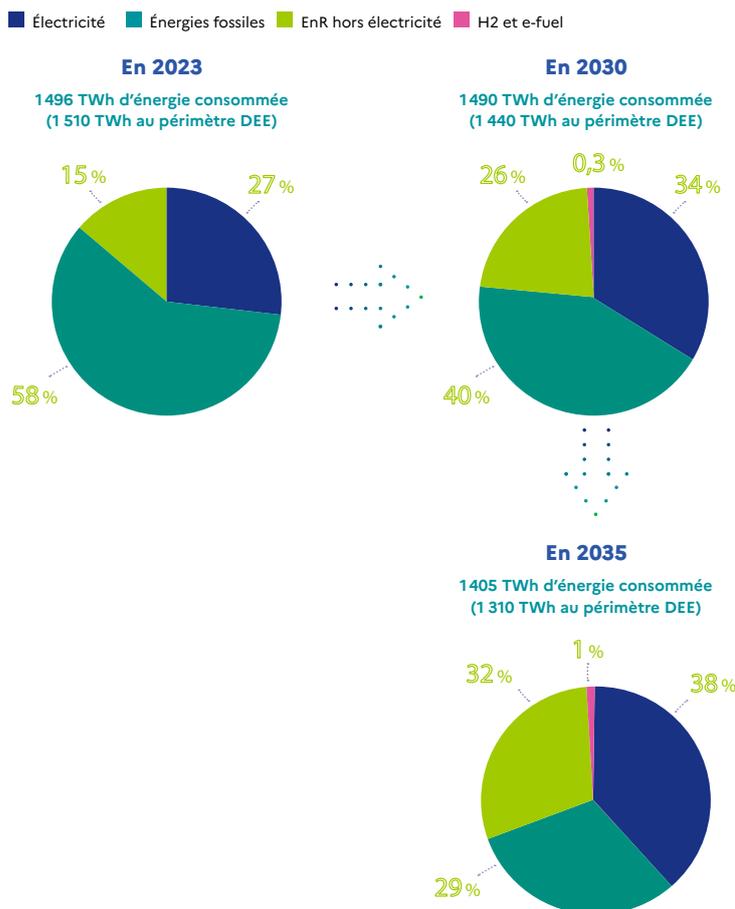
10. Bilan prévisionnel « Futurs énergétiques 2050 », édition 2023, RTE, septembre 2023.

Cet objectif de définition des 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'État 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 de l'Etat en régions et départements dévolus aux enjeux énergétiques et montée au capital du groupe EDF.

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

CONSOMMATION FINALE ÉNERGÉTIQUE (Dernière version à date du scénario de référence de la Stratégie française énergie-climat)



Les trajectoires de consommation d'énergie finale modélisées conduisent à une consommation énergétique finale de 1 440 TWh selon le périmètre DEE en 2030 et ne permettent pas d'atteindre l'objectif de 1 243 TWh fixé par la DEE, retenu comme objectif dans la PPE en actant du principe de mesures complémentaires (voir partie 2.1).

Figure 1. Consommation finale d'énergie à usage énergétique et projections aux horizons 2030 et 2035 (périmètre Kyoto, hors sources internationales).¹¹ Les chiffres de cette figure, reposent sur la dernière version à date du scénario de référence de la Stratégie française énergie-climat.

11. NB 1 : 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 l'horizon 2030, 2035 et 2050.

NB 2 : consommation finale énergétique = consommation d'énergie à toutes fins autres que la transformation, le transport, la distribution et le stockage d'énergie et hors utilisation comme matière première ou pour certaines propriétés physiques (voir consommation finale non énergétique). En général, la consommation finale s'entend hors sources internationales.

Cette figure montre les 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). Les dynamiques d'économies d'énergie, consécutives à la déclinaison opérationnelle des plans pour l'accélération de la géothermie et du solaire thermique, aux mesures pour l'électrification des usages (transport, bâtiment, industrie), à la mise en œuvre de la DEE (introduction du principe de primauté de l'efficacité énergétique, exemplarité des organismes publics, audits énergétiques des entreprises, plans locaux de chaud et de froid, etc.) en cours de transposition, et au déploiement de la sixième période du dispositif des certificats d'économies d'énergie seront déterminantes pour sécuriser le respect de nos objectifs de consommation d'énergie pour 2030. Quant à l'objectif de long terme de réduire d'environ 50 % notre consommation d'énergie finale en 2050 par rapport à celle de 2012, il sera nécessaire de définir des mesures supplémentaires d'ici au prochain exercice de planification.

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 établit les priorités d'action de l'État en matière d'énergie pour la France hexagonale hors Corse dans les dix années à venir, partagées en deux périodes de cinq ans. Tous les cinq ans, la PPE est actualisée : la seconde période de cinq ans est révisée, et une période subséquente de cinq 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'énergies primaires, en particulier fossiles ;
- 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 est constituée de :

- un décret adoptant la PPE ;
- la PPE ;
- la SDMP (Stratégie de développement des mobilités propres) qui constitue une annexe de la PPE ;
- une synthèse des orientations 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 PPE

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

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 de flexibilités décarbonées, 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 L. 311-5-7 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 PPE AVEC LES AUTRES DOCUMENTS DE PLANIFICATION

La PPE 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.

INTERACTIONS PRINCIPALES ENTRE LA SNBC, LA PPE ET LES AUTRES PLANS

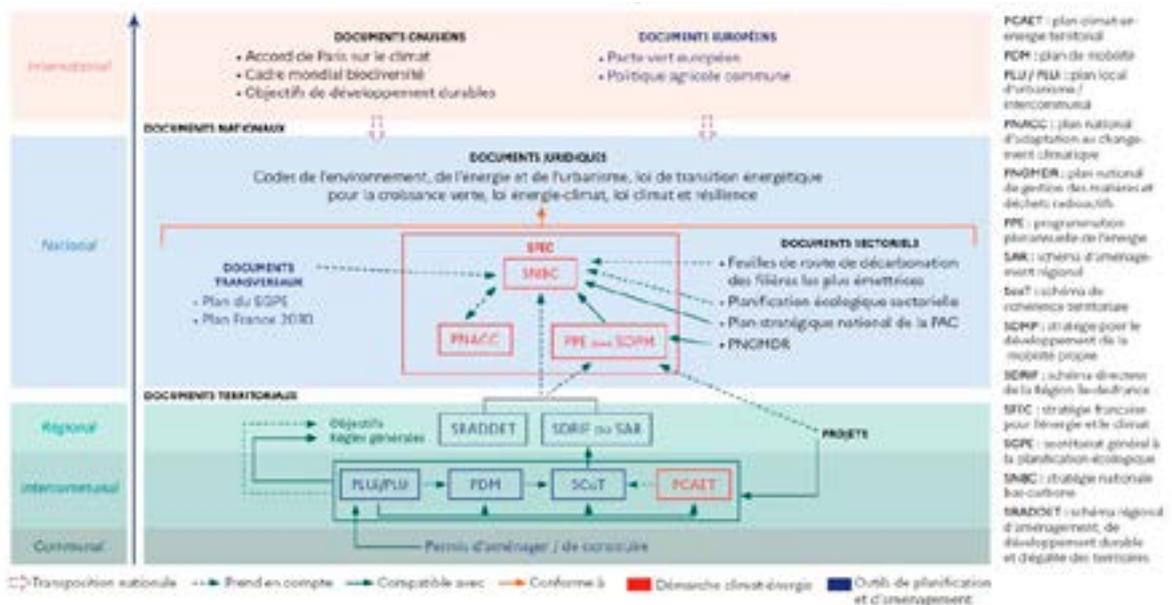


Figure 2. Schéma simplifié de l'articulation de la PPE avec les autres plans_ Source : DGE

1.1.4. COMPATIBILITÉ DE LA PPE AVEC LA STRATÉGIE NATIONALE BAS-CARBONE

L'article L. 141-1 du code de l'énergie dispose que la PPE « est compatible avec les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre fixés dans le budget carbone mentionné à l'article L. 222-1 A du code de l'environnement, ainsi qu'avec la stratégie bas-carbone mentionnée à l'article L. 222-1 B du même code ».

La PPE3, en prévoyant une décarbonation renforcée du mix énergétique en 2030 et 2035 par rapport à la PPE2, est de fait compatible avec les budgets carbones et les orientations de la SNBC2.

Les projets de PPE 3 et de SNBC 3 ont été travaillés conjointement de manière à assurer la compatibilité de la PPE 3 avec les budgets carbone et les orientations de la SNBC 3.

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 Direction générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) coordonne dans ce cadre la construction d'**un scénario énergétique et climatique de référence**. Ce scénario décrit une trajectoire cible de réduction des émissions de gaz à effet de serre jusqu'à la neutralité carbone en 2050 (scénario « avec mesures supplémentaires » ou AMS).

Ce travail n'est pas un exercice de prévision mais bien un exercice de planification, itératif. La modélisation permet de traduire l'effet des hypothèses, des politiques et des mesures envisagées sur les trajectoires sectorielles d'émissions de gaz à effet de serre. **Dans cet exercice, l'Etat opère des choix et propose un chemin crédible et robuste** pour parvenir à nos objectifs cadres climatiques et énergétiques. Ce scénario n'est pas prescriptif, il est indicatif. Il illustre le chemin retenu à date par le Gouvernement et les grands axes stratégiques envisagés pour atteindre les différents objectifs.

L'exercice de modélisation est enfin complété par une vérification spécifique pour s'assurer de la cohérence d'ensemble des résultats entre eux (« bouclage »). Il s'agit en effet, à chaque horizon temporel, et pour chacun des secteurs (transports, agriculture, bâtiments, industrie, énergie, déchets) et des vecteurs énergétiques, de vérifier l'adéquation des ressources (production d'électricité, volumes de biomasse, etc.) avec les besoins qui se dégagent du scénario de référence, d'évaluer ses incidences économiques et leur acceptabilité, et de confirmer la

stabilité globale du scénario et sa robustesse, en s'appuyant sur les travaux de l'État et de l'ensemble des parties prenantes.

Le retard constaté dans la conversion des usages fossiles vers l'électricité a conduit à revoir à la baisse la trajectoire de production d'électricité décarbonée dans la planification d'ici à 2028, en renonçant transitoirement à augmenter les plafonds annuels de capacité d'énergies renouvelables soutenues sur la période 2026 - 2028 par rapport à ceux prévus dans la PPE2.

Ce retard dans l'électrification des usages rend plus que nécessaire la mise en place d'outils de suivi et de pilotage de cette conversion des usages, de façon à ajuster de manière agile l'offre avec la demande en électricité dans les prochaines années. Les études qui seront conduites dans les deux prochaines années sur l'évolution de la consommation pourront, au besoin, donner lieu à une révision simplifiée de la PPE d'ici à 2027.

De la même manière, d'autres points de bouclage doivent être mis en place concernant la vérification de la ressource en biomasse et de sa mobilisation, compte tenu de la diversité des formes de biomasse et des enjeux économiques qu'elles induisent, imbriqués dans une économie agricole en profonde transformation (crise agricole et départ à la retraite de près d'un exploitant sur deux en dix ans).

Les trajectoires présentées dans ce document émanent des projections à date disponibles et traduisent les changements structurels nécessaires d'ici à 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 SUR LA CONCERTATION AVEC L'ENSEMBLE DES PARTIES PRENANTES

L'État 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'État 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'État a :**

associé l'ensemble des parties prenantes (scientifiques, acteurs économiques, État, collectivités, associations, etc.) dans un comité spécifique, 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 leur disposition et leur traduction opérationnelle au sein de feuilles de route de décarbonation (article 301 de la loi Climat et Résilience¹², feuilles de route des comités stratégiques de filière du Conseil national de l'industrie¹³, feuilles de route des 50 sites industriels les plus émetteurs, etc.).

En particulier, l'État 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 jeunes », 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, sept 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 des élus locaux et associant l'ensemble des parties prenantes concernées (fédérations professionnelles, partenaires sociaux, experts, associations environnementales et de 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 2023¹⁴. Ces propositions ont nourri la préparation de la présente Programmation pluriannuelle de l'énergie.

Enfin, **une concertation préalable nationale a été organisée du 4 novembre au 16 décembre 2024, sous l'égide de trois garants de la CNDP.** Cette concertation a permis au Gouvernement de publier les grands objectifs qu'il envisageait d'inscrire dans la programmation pluriannuelle de l'énergie, d'organiser des débats d'experts autour de sujets au cœur de la transition tels que les scénarios de production et de consommation d'énergie, le financement et les transformations sociétales, et d'organiser dans plusieurs régions des discussions portant sur la construction des scénarios climatiques à l'horizon 2050. Une mobilisation importante a été observée, avec plus de 7 600 propositions concrètes et près de 1,2 million de votes.

Pour finir, les consultations obligatoires (CNTE, CSE etc.) et une consultation du public par voie électronique ont été organisées.

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 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 que la chaleur, le gaz et 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.

12. <https://www.ecologie.gouv.fr/feuilles-route-decarbonation-des-filières-plus-emettrices>

13. <https://www.conseil-national-industrie.gouv.fr/decouvrez-19-csf>

14. <https://www.ecologie.gouv.fr/dossier-presse-travaux-preparation-strategie-francaise-energie-climat-restitution-des-groupes>

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 (voir figure en bas) grâce à une augmentation de la production d'énergies bas-carbone (voir figure ci-dessous). Elle doit, par ailleurs, composer avec des contraintes fortes, notamment relatives aux capacités physiques des ressources naturelles en matière de production de biomasse et des enjeux environnementaux associés, ainsi qu'avec les 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, le 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.

CONSOMMATION FINALE ÉNERGÉTIQUE PAR VECTEUR

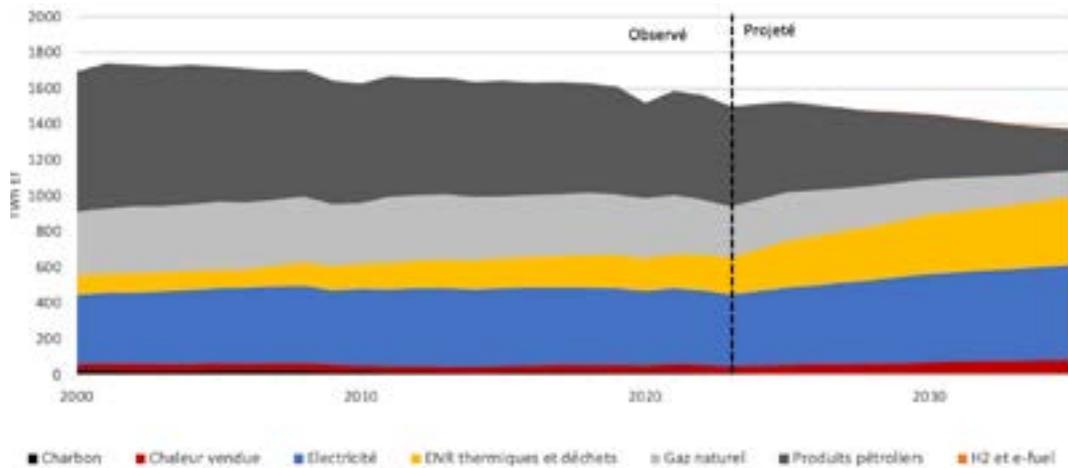


Figure 3. Consommation finale énergétique par vecteur historique (2000-2023) et projetée (2024-2035) (en TWh, périmètre hexagone (avec Corse), hors soutes internationales, données historiques corrigées des variations climatiques) – sources : SDES (avril 2025), DGEC (dernière version à date du scénario de la Stratégie française énergie-climat)

CONSOMMATION PRIMAIRE À USAGE ÉNERGÉTIQUE

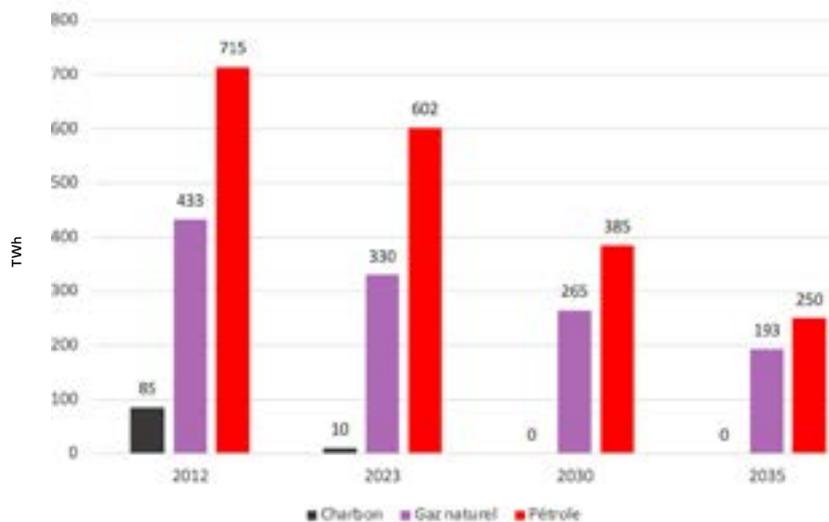


Figure 4. Consommation primaire d'énergies fossiles pour les usages énergétiques historique (2012, 2023) et projetée (2030, 2035) (en TWh, périmètre hexagone (avec Corse), hors soutes internationales, hors consommations de charbon pour la filière fonte) – source : SDES (avril 2025), DGEC (dernière version à date du scénario de la Stratégie française énergie-climat)

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. À 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 gaz à effet de serre (GES) et atteindre la neutralité en GES¹⁵ (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 clé de voûte 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 en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre.

À l'horizon 2030, l'Union européenne s'est fixé (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*)¹⁶, qui a aligné les objectifs des États 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;
- 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)¹⁷, 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 (par exemple, la préservation des prairies, des haies...) ou encore de réduction de l'artificialisation des sols;
- la directive 2023/1791/EU relative à l'efficacité énergétique (DEE)¹⁸, qui dimensionne les efforts que la France aura à produire en matière de réduction de sa consommation d'énergie;

15. 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).

16. 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.

17. 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.

18. 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 de 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'UE de 2020.

- ➔ 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) 2023/958¹⁹ et (UE) 2023/959²⁰, 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 2030²¹.

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

1.3.3. LE CADRE NATIONAL ET FINALITÉ DE LA PPE

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 et transformation d'énergie compris), **la PPE permet de décrire précisément les orientations de la politique énergétique des dix prochaines années, notamment en traduisant 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'État. 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., page 333).

1.3.4. L'ATTEINTE DE LA NEUTRALITÉ CARBONE EN 2050 ET LES ENJEUX POUR LE SECTEUR ÉNERGÉTIQUE

La France s'est notamment fixé dès juillet 2017²², en lien avec son engagement pris lors de l'Accord de Paris, **l'objectif de la neutralité carbone dès 2050**. L'atteinte de cette cible constitue un défi que le scénario de référence retenu par l'État 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 %²³.

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 en raison d'une crise forestière majeure, et de nombreuses incertitudes existent quant à l'évolution du puits en fonction du climat²⁴. Dans ce contexte, la stratégie climatique française pourraient faire intervenir **plusieurs technologies d'absorption d'émissions de gaz à effet de serre²⁵** 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 minimum les émissions résiduelles à l'échéance de 2050.**

La PPE fixe les orientations sur la période 2026-2035 pour engager les changements structurels nécessaires à l'indispensable décarbonation du secteur pour parvenir à la neutralité carbone en 2050.

19. 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.

20. 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.

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

22. 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.

23. Citepa, format CCNUCC, mars 2024

À cet horizon, la planification écologique doit également veiller à répondre pleinement **aux enjeux de « bouclage » du scénario, dont celui de 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

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

- 1.** L'électricité décarbonée produite par le nucléaire, les énergies renouvelables (hydraulique, éolien, PV, énergie marine, géothermie). Cette électricité décarbonée peut par ailleurs être utilisée pour produire de l'hydrogène ou des carburants de synthèse décarbonés ;
- 2.** la chaleur décarbonée, notamment renouvelable hors biomasse (géothermie, solaire thermique, pompes à chaleur) ;
- 3.** la biomasse : solide (bois et combustibles solides de récupération, résidus agricoles, etc.), liquide (biocarburants, biohuiles), gazeuse (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 ceux-ci ;
- 4.** l'énergie de récupération : utilisation de la chaleur fatale de l'industrie et récupération d'énergie *in situ*.

CONTRAINTES DE BOUCLAGE

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 : pendant longtemps seul le pétrole a fait 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, à chaque pas de temps, la Stratégie française pour l'énergie et le climat vise 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.

24. En 2022, l'absorption du secteur utilisation des terres, changement d'affectation des terres et foresterie est de 18 Mt CO₂e (Citepa, Secten 2024). Dans la SNBC 2 les puits étaient évalués à 82 Mt CO₂e en 2050, dont 67 Mt CO₂e stockés par des puits naturels (35 Mt CO₂e par la forêt, 21 Mt CO₂e par les produits bois et 11 Mt CO₂e par les autres terres) et 15 Mt CO₂e par des puits technologiques.

25. Technologies de capture et de stockage de carbone d'origine biogénique (Bioenergy 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 CO₂ dans l'air (Direct Air Capture, DAC), qui permettent de retirer du CO₂ de l'atmosphère, CO₂ qui peut ensuite être stocké en couche géologique.

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 en suivant ce lien :

<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 deuxième Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE 2) visait un objectif de consommation finale d'énergie à usage énergétique à l'échelle de la France continentale (hors soutes internationales) de 1 528 TWh en 2023. En 2018, cette consommation d'énergie s'élevait à 1 648 TWh (source : SDES, 2025). En 2023, cette consommation d'énergie atteignait 1 496 TWh (données réelles, hors soutes internationales), ce qui est équivalent à 1 510 TWh selon la définition de la consommation d'énergie finale de la DEE. Compte tenu de l'augmentation du niveau d'ambition en matière de réduction de consommation d'énergie dans la troisième 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, ce qui correspondait à viser une consommation de 1 005 TWh en 2023. Cette année-là, selon les données provisoires, cette consommation d'élevait à 1 006 TWh.

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 MaPrimeRénov' en janvier 2020 a rendu plus accessible la rénovation énergétique aux plus modestes. De 2020 à 2024, environ 2,44 millions de logements ont été rénovés, dont environ 330 000 de façon globale, mobilisant environ 11,8 milliards d'euros d'aides. Ces travaux ont permis d'éviter 6,2 millions de tonnes de CO₂ depuis 2020, ainsi que des économies d'énergie de 17,6 TWh/an.

Le service public de la rénovation de l'habitat, France Rénov', a été lancé le 1^{er} janvier 2022 pour faciliter la rénovation énergétique des

logements en informant davantage les ménages et en les accompagnant à toutes les étapes de leurs projets. Plus de 589 espaces conseil France Rénov' et 2 700 conseillers sont désormais présents au 1^{er} janvier 2025 sur l'ensemble du territoire, grâce à la mobilisation de l'État 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 d'un véhicule propre (bonus écologiques, primes à la conversion et leasing social notamment), aux pénalités fiscales sur les véhicules les plus émetteurs, ainsi qu'aux obligations de verdissement pour certaines personnes morales, le parc de véhicules électriques (y compris hybrides rechargeables) s'est considérablement accru. Au 1^{er} octobre 2025, le nombre de véhicules légers (VP et VUL) électrifiés (élec et hybride rechargeable) en circulation était d'environ 2 355 500. Sur les dix premiers mois de 2025, les véhicules 100% électriques ont représentés 18,8 % des immatriculations de VP, et 9,1 % de celles des VUL. Du 1^{er} janvier 2018 au 30 septembre 2025, près d'1,5 million de bonus à l'achat de véhicules électriques et plus de 1,1 million de primes à la conversion ont été versés.

Parallèlement, l'État a organisé le développement d'une filière de batteries électriques pour véhicules dans le cadre du Projet important d'intérêt européen commun (PIIEC) consacré aux batteries, qui a permis l'émergence de quatre projets de *giga*factories de batteries 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 de l'impact carbone du cycle de vie des batteries ont été intégrés dans le cadre du règlement « batteries », négocié lors de la 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, près de 180 000 points de recharge sont actuellement ouverts au public, sur l'ensemble du territoire (au 1^{er} octobre 2025). Au total, au troisième trimestre 2025, plus de 2,5 millions de points de recharge ont déjà été déployés en intégrant les bornes à usage privatif à domicile ou dans les entreprises. En la matière, ils font de la France, avec les Pays-

Bas et l'Allemagne, l'un des trois pays les mieux équipés d'Europe en nombre et en densité.

Mécanisme central de l'action publique pour l'efficacité énergétique, le dispositif des certificats d'économies d'énergie (CEE) est monté en puissance. La quatrième période de ce dispositif (2018-2021) reposait sur des obligations renforcées (2133 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'économie d'énergie ont été 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 (obligation portée à 3100 TWhc sur quatre ans, dont 1130 TWhc au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique). Par ailleurs, cette cinquième période a tâché de renforcer l'efficacité du dispositif. Le 4 novembre 2025, le décret relatif à la sixième période du dispositif des certificats d'économies d'énergie (CEE) a été publié au Journal officiel. Ce décret, dont les principales évolutions ont été présentées début juillet 2025, fixe les obligations annuelles d'économies d'énergie que doivent réaliser les fournisseurs d'électricité, de gaz, de chaleur et de froid, ainsi que les metteurs à la consommation de carburants et de fioul domestique pour les années 2026 à 2030. Le décret conforte le rôle des CEE dans l'atteinte des objectifs énergétiques et climatiques nationaux, en définissant une obligation d'économies d'énergie totale de 1 050 TWhc par an, en augmentation de 27 % par rapport à la période précédente.

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 celle du programme 2025-2030. Le programme de travail 2022-2024 a lancé 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'État 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 aux plans France Relance et France 2030, qui ont permis d'accompagner plus de 200 sites industriels pour une réduction d'environ 4 millions de tonnes de CO₂ par an. En complément, un soutien à la décarbonation profonde est en cours de déploiement dans le cadre de France 2030 et de la stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné assortie de près de 9 Mds€ de soutien public.

Plus récemment, l'État 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 (du 1^{er} 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 % le dernier trimestre de 2022, et de 5,8 % au cours de l'année 2023. Cette baisse de la consommation énergétique s'est maintenue à -12 % au cours de l'année 2023-2024 (du 1^{er} août 2023 au 31 juillet 2024, corrigée des effets météorologiques), grâce notamment à la mobilisation des représentants des professionnels autour d'événements consacrés à la sobriété énergétique, ainsi que du grand public par le biais de campagnes de communication hivernales annuelles, rappelant les gestes clés aux ménages.

EN MATIÈRE DE DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES

La part des énergies renouvelables dans la consommation finale d'énergie a augmenté pour atteindre 23% % en 2024, nous plaçant à un niveau comparable à nos partenaires européens de taille similaire, notamment l'Allemagne. Cela témoigne du succès des actions menées par l'État pour accélérer le déploiement des énergies renouvelables.

La puissance du parc solaire photovoltaïque atteint 19,3 GW en France continentale en 2023, selon les données provisoires, pour un objectif prévu par la PPE de 20,6 GW. Pour l'éolien terrestre, fin 2023, la puissance totale installée en France continentale est de 21,9 GW selon les données provisoires, soit légèrement en deçà de l'objectif prévu par la PPE de 24,1 GW. **Cela s'explique notamment par le fait de longs délais d'instruction** (allongés, le plus souvent, d'un contentieux sur l'autorisation octroyée). Pour l'éolien terrestre, les contraintes aéronautiques et militaires restreignent le développement des projets, qui se heurtent également parfois à des difficultés d'adhésion locale. Pour le photovoltaïque, le cadre réglementaire et législatif actuel contraint de plus en plus le développement des projets au sol. 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 renforce les obligations de solarisation des parkings et bâtiments préalablement introduites par la loi Climat et 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'État 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.

Plusieurs réformes récentes ont permis d'accélérer le développement de l'éolien en mer, 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 d'éoliens en mer, en parallèle des débats publics. Cette disposition permet d'accélérer de plusieurs mois les procédures de mise en concurrence, 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'État pour juger en premier et en dernier ressorts 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 que les décrets n° 2023-1419 du 29 décembre 2023 et n° 2023-1209 du 19 décembre 2023 ont permis de clarifier et de 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'État a lancé l'ensemble des appels d'offres éolien en mer prévus par l'actuelle PPE (AO3 à 9) représentant plus de 7,5 GW, et que les travaux de planification ont permis d'identifier, dans la décision interministérielle du 17 octobre 2024 publiée à la suite du débat public « La mer en débat », des zones pour pouvoir attribuer de l'ordre de 15 GW supplémentaires ces dix prochaines années, dans la perspective d'atteindre au moins 45 GW en service en 2050.

En l'état, trois projets totalisant 1,5 GW ont été réalisés : le parc de Saint-Nazaire, de 480 MW, a été mis en service en 2022, ainsi que les parcs de Fécamp et de Saint-Brieuc, en mai 2024. D'ici 2026 le parc de Yeu-Noirmoutier sera totalement mis en service. Il sera suivi par les mises en service des parcs de Dieppe-Le-Tréport et de Courseulles-sur-Mer.

S'agissant de la **chaleur renouvelable**, l'objectif de 2023 relatif à la production issue de pompes à chaleur a été atteint et même dépassé (+ 27 % par rapport à l'objectif), mais pas ceux portant sur la biomasse (77 % de l'objectif atteint), sur le solaire thermique (89 % de l'objectif atteint), sur la géothermie profonde (75 % de l'objectif atteint) et sur les livraisons de chaleur renouvelable et de récupération des 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, au début de la période, près de deux fois plus faible que celui prévu pour la PPE. Le budget du Fonds Chaleur de 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 ou décarbonée. Il a encore été augmenté à 595 M€ en 2023 puis 820 M€ en 2024 notamment pour faire face à l'augmentation importante de nouveaux projets de réseaux de chaleur urbains.

Dans le cadre du plan de relance, l'État a par ailleurs mis en place un soutien ambitieux et volontariste à la décarbonation de l'industrie, disponible dès 2020 et poursuivi en 2021 et 2022, pour un total de 1,2 milliard d'euros 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 en 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 par le développement de grandes installations solaires thermiques (GIST) à capteurs vitrés, soutenues par un appel à projets spécifique 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 quatre le parc de capteurs installés dans les secteurs individuel et collectif et en atteignant 1 million de mètres carrés 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 à 2023 (pour atteindre 25,7 GW), et de 900 MW à 1 200 MW d'ici à 2028 (pour un total de 26,4 à 26,7 GW). **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, trois appels d'offres, répartis sur huit périodes, ont été mis en œuvre depuis 2016 et ont 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 et Climat du 8 novembre 2019 a ouvert la possibilité de procéder à des augmentations de puissance par déclaration, sous certaines conditions. Cette possibilité, précisée au sein de la loi relative à l'Accélération de la production des énergies renouvelables du 10 mars 2023 a permis, au 1^{er} janvier 2025, d'approuver près de **60 MW d'augmentation 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 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, quant à lui, prévoit à ce jour la réalisation permettant l'augmentation de puissance de la centrale de Montélimar et celle de six 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 matière 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. À court et à 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 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 de 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 réglementé, 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 GW 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 deux 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 candidatures a eu lieu en février 2024. Un seul projet a été désigné lauréat de cet appel d'offres, pour une installation de production de 37 GWh/an.

Globalement, le soutien de l'État 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 milliards d'euros, l'engagement de l'État 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 dispositif de marché, vise à permettre le financement de nouvelles installations de production de biométhane, notamment, en faisant émerger des installations de grande taille et à travers la conversion de certains méthaniseurs existants produisant actuellement de l'électricité en cogénération. Il impose aux fournisseurs de gaz naturel de restituer chaque année à l'État une quantité de certificats définie en fonction de la quantité de gaz vendue à leurs clients résidentiels et tertiaires. Le nombre de CPB qui devront être produits sur la première période correspond à 0,8 TWh de biométhane en 2026, 3,1 TWh en 2027 et 6,5 TWh en 2028. Ce niveau augmentera progressivement en cohérence avec les objectifs de la PPE. 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.

Le dispositif des certificats de production de biométhane va conduire à rapprocher progressivement le prix payé par le consommateur final de gaz du coût de production du biométhane français. Le mécanisme de marché des CPB permettra ainsi de répondre aux objectifs ambitieux de la PPE à l'horizon

2030, en incitant les installations de production de biométhane à gagner en compétitivité. Les dispositions non budgétaires des certificats de production de biogaz (pour le résidentiel et tertiaire) et de l'IRICC (pour les transports) ont vocation à devenir les principaux outils de soutien à la production de biométhane.

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 permettre d'avantager les carburants alternatifs avec un meilleur potentiel de réduction des émissions.

En 2022 et 2023, après plus de quinze 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 ouvrirait plusieurs options quant à la place de l'énergie nucléaire dans notre pays.

Les travaux « Futurs énergétiques 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 techniquement qu'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 française pour l'énergie et le climat 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 1208 à 1006 TWh en 2023, selon les valeurs prévisionnelles, ce qui permet d'atteindre l'objectif PPE de 1005 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 matière 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 à 2027. Ces centrales nécessiteront un accompagnement des personnels et des territoires : l'État a d'ores et déjà veillé à la mise en place des mesures 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 qui lui sont constitutifs, 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

| | 2023 | 2030 | 2035 | |
|--------------------------------------|---|---|---|--|
| CONSOMMATION D'ÉNERGIE FINALE | 1510 TWh | 1243 TWh | ENVIRON 1100 TWh | |
| SORTIE DES FOSSILES | ENVIRON 60 % D'ÉNERGIE FINALE FOSSILE CONSOMMÉE | 40 % D'ÉNERGIE FINALE FOSSILE CONSOMMÉE | ENVIRON 30 % D'ÉNERGIE FINALE FOSSILE CONSOMMÉE | |
| Filières électriques | PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ DÉCARBONÉE²⁶ | 458 TWh | 585 TWh | Entre 650 et 693 TWh |
| | PRODUCTION NUCLÉAIRE | 56 réacteurs 320,4 TWh | 57 réacteurs en service 380 TWh (Cible haute à 420 TWh) | |
| | PHOTOVOLTAÏQUE | 19,3 GW ²⁷ 22,7 TWh | 48 GW ~59 TWh | 55 – 80 GW ~67 – 98 TWh |
| | ÉOLIEN TERRESTRE | 21,9 GW ²⁸ 48,7 TWh | 31 GW ~68 TWh | 35 – 40 GW ~80 – 91 TWh |
| | ÉOLIEN EN MER | 0,84 GW ²⁹ 1,9 TWh | 3,6 GW ~14 TWh | 15 GW ³⁰ ~59 TWh |
| | HYDRO-ÉLECTRICITÉ | 25,9 GW (avec STEP) ³¹ 54,2 TWh ³² | 26,3 GW (avec STEP) ~54 TWh | 28,7 GW (avec STEP) ³³ ~54 TWh |

26. La production d'électricité décarbonée comprend également la production électrique à partir de bioénergies, de l'ordre de 10 TWh. Les facteurs de charges utilisés : 14 % pour le photovoltaïque (PV), 25 % en 2030, et 26 % en 2035 pour l'éolien terrestre et 45 % pour l'éolien en mer.

27. Source SDES capacités installées et production PV 2023 : <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/publicationweb/621>

28. Source SDES capacités installées et production éolien 2023 : <https://analysesetdonnees.rte-france.com/production/eolien>

29. Valeur déclarée au 31/12/2023 pour le calcul du montant de la taxe éolienne en mer versée en 2024.

30. Dans la perspective d'atteindre 18 GW en 2037.

31. Source DGEC + SDES : <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/chiffres-cles-des-energies-renouvelables-edition-2024?rubrique=21&dossier=174>

32. La production correspond à la production hydraulique renouvelable nette de la production réalisée par des STEP à partir d'eau préalablement pompée.

33. L'augmentation limitée des capacités hydroélectriques ne se traduira pas nécessairement par une augmentation du productible, notamment en raison des impacts attendus du changement climatique sur la ressource en eau. Les capacités supplémentaires sont toutefois déterminantes pour accentuer la pilotabilité des installations.

| | | 2023 | 2030 | 2035 |
|--------------------------------------|---|--|--|--|
| CONSOMMATION D'ÉNERGIE FINALE | | 1510 TWh | 1243 TWh | ENVIRON 1100 TWh |
| SORTIE DES FOSSILES | | ENVIRON 60 % D'ÉNERGIE FINALE FOSSILE CONSOMMÉE | 40 % D'ÉNERGIE FINALE FOSSILE CONSOMMÉE | ENVIRON 30 % D'ÉNERGIE FINALE FOSSILE CONSOMMÉE |
| Filières non électriques | CHALEUR ET FROID RENEUVELABLES ET DE RÉCUPÉRATION | 172 TWh chaleur ³⁴ 1 TWh froid livré par les réseaux | 297 TWh chaleur 2 TWh froid livré par les réseaux | 328-421 TWh chaleur 2,5 – 3 TWh froid livré par les réseaux |
| | BIOMÉTHANE injecté dans les réseaux de gaz naturel (objectifs en TWh PCS) | 9 TWh | 44 TWh* | 47 – 82 TWh |
| | BIOCARBURANTS dans le transport | 38 TWh dans le transport | 55 TWh dans le transport | 70 – 90 TWh (transport et hors transport) |
| | HYDROGÈNE (capacité d'électrolyse installée) | 0 GW | Jusqu'à 4,5 GW (9-19 TWh PCI) | Jusqu'à 8 GW (16-40 TWh PCI) |

34. Les données présentées sont pour l'année 2022.

*En prenant en compte le biogaz non injecté dans le réseau, cela correspond à environ 50 TWh de biogaz au total en 2030 et entre 50 TWh et 85 TWh en 2035



Ouvrier alimentant une souffleuse d'isolant thermique - ©Arnaud Bouïssou / Terra



PARTIE

02

Amélioration
de l'efficacité
énergétique
et baisse des
consommations
d'énergies fossiles

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'État en vue de réduire ces consommations.

Les projections sur les consommations à l'horizon 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 MACROÉCONOMIQUES RETENUES

Un scénario a été élaboré sur la base de l'évolution des paramètres macroéconomiques 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.

PROJECTIONS DE POPULATION (France entière)

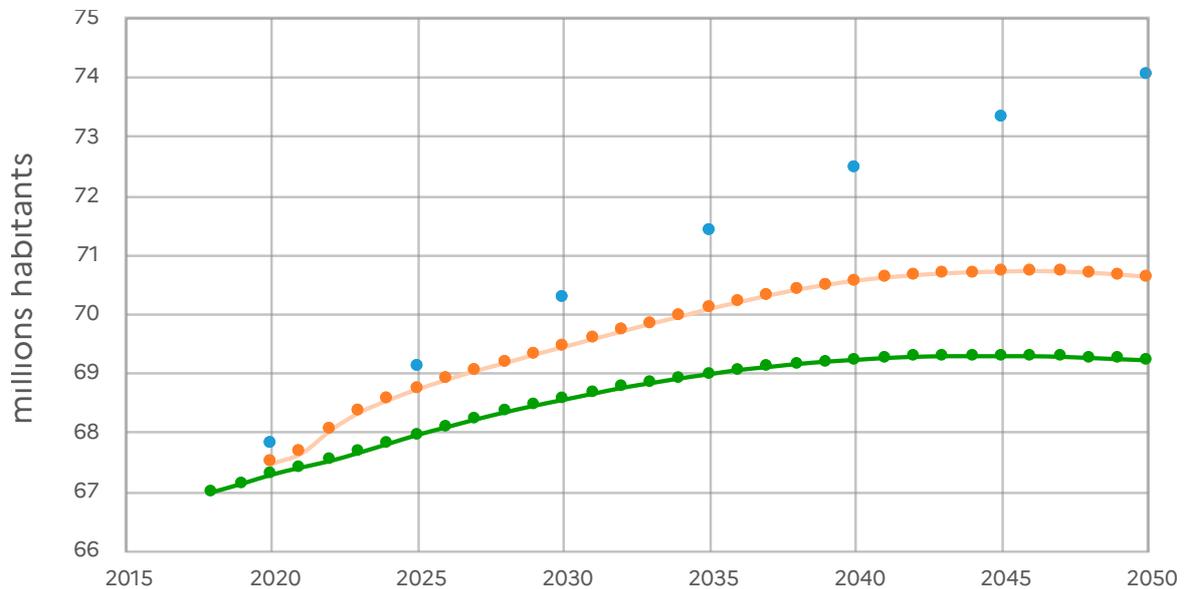


Figure 5. Évolution de la population dans les différents scénarios (périmètre Hexagone + DROM). Bleu : PPE 2 ; orange : Commission européenne ; vert : scénario central INSEE, utilisé pour la PPE 3

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 États membres.

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

PRIX DES ÉNERGIES IMPORTÉES – CADRAGE UE (€2023/MWh)

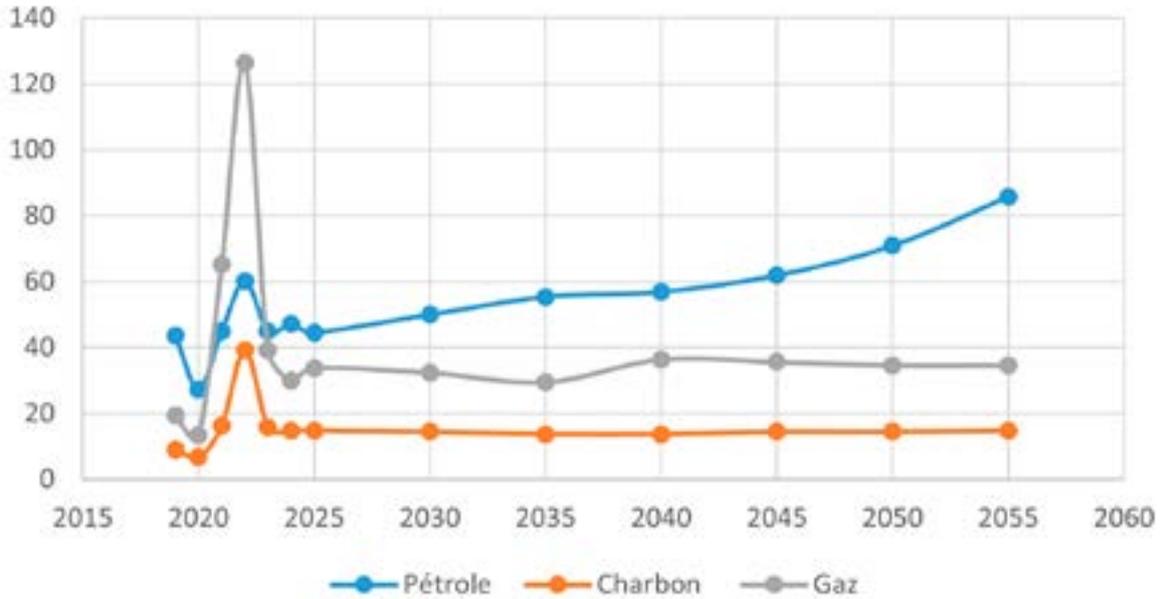


Figure 6. Évolution du prix des énergies importées. Scénario de la Commission européenne pour les scénarios de mars 2024

FISCALITÉ

Pour les projections présentées dans ce document, les accises sur l'énergie pour le pétrole et le gaz sont celles en vigueur au 1^{er} 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 États 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 par habitant identique, et à reprendre l'évolution de la population du scénario INSEE 2021.

ÉVOLUTION DU PIB (index 2018 = 100)

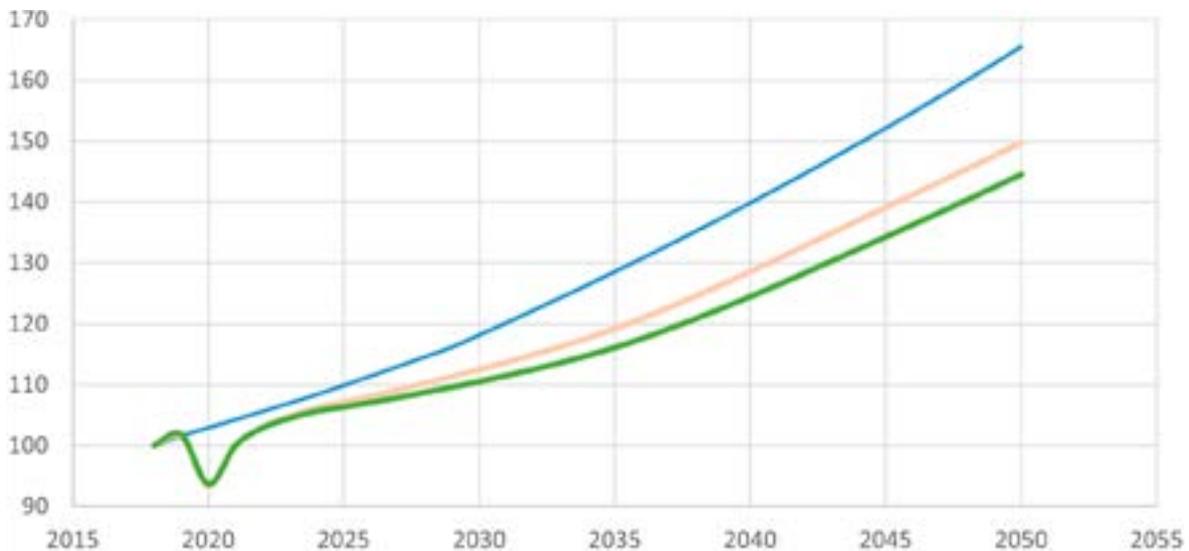


Figure 7. Évolution du PIB dans les scénarios (périmètre Hexagone + DROM). Bleu : PPE 2 ; orange : Commission européenne ; vert : Commission européenne ajusté à la population INSEE, utilisé pour la PPE

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, à moyen et à long termes à nos besoins en énergie décarbonée. Elle permet également d'améliorer notre indépendance énergétique.

La nouvelle directive relative à l'efficacité énergétique (DEE), révisée le 20 septembre 2023 dans le cadre du paquet législatif Fit for 55, prévoit un nouvel objectif de réduction de la consommation d'énergie à l'horizon 2030. La France doit ainsi viser une consommation en énergie finale de 1243 TWh en 2030 selon le périmètre de la DEE³⁵, ce qui correspond à une réduction de la consommation d'énergie finale de l'ordre de 29 % sur la période 2012-2030.

La consommation finale énergétique de la France a diminué entre 2012 et 2023 d'environ 14,1 %, soit une dynamique de l'ordre de -22 TWh/an. Il est ainsi nécessaire de quasi doubler le rythme global de réduction de la consommation finale d'énergie sur la période 2024-2030 pour atteindre l'objectif du paquet législatif européen Fit for 55. En effet, la consommation en énergie finale au périmètre de la DEE s'élevait à 1510 TWh en 2023. Pour atteindre l'objectif de 1243 TWh en 2030 fixé par la DEE, il est donc nécessaire de réduire la consommation d'énergie de 38 TWh/an sur la période 2024-2030.

PROJECTION DES CONSOMMATIONS HORIZON 2030

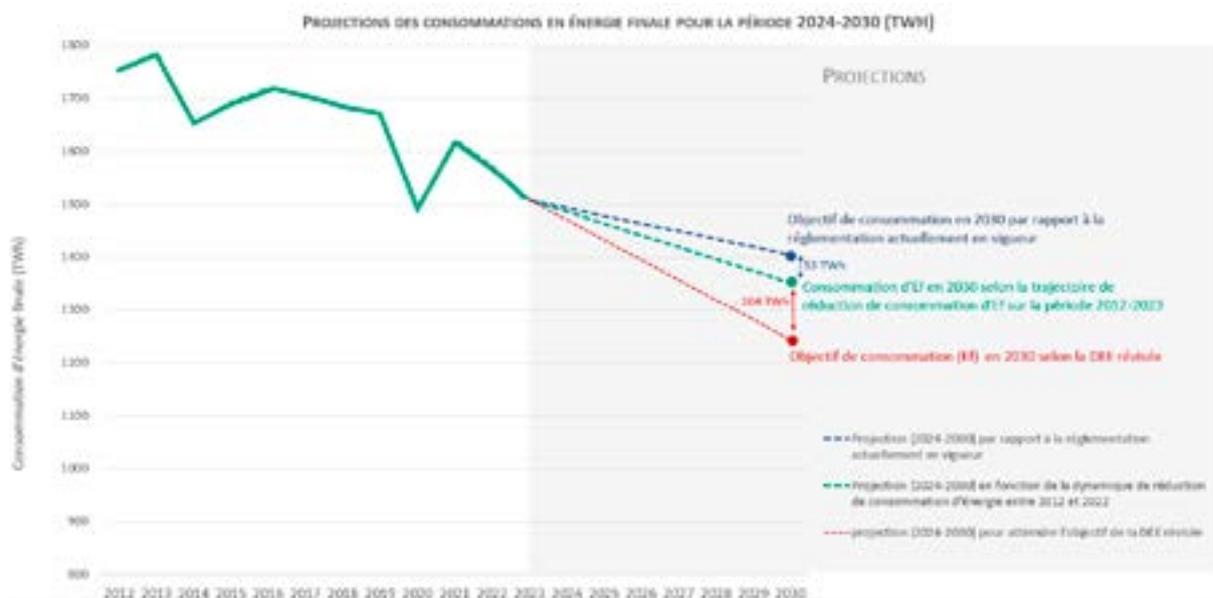


Figure 8. Projection des consommations en énergie finale à l'horizon 2030 – Source : DGEC sur la base des données du SDES³⁶

35. 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.

36. Bilan énergétique de la France en 2023, synthèse, 14 janvier 2025 : <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/bilan-energetique-de-la-france-en-2023-synthese>

Les trajectoires de consommation d'énergie finale modélisées en vue de la Stratégie nationale bas-carbone conduisent à une consommation énergétique finale de la France en 2030 de 1 490 TWh, ou de 1 440 TWh selon le périmètre DEE³⁷, soit une réduction de 18 % de la consommation énergétique finale par rapport à celle de 2012 (1 755 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. Les dynamiques d'économies d'énergie consécutives à la déclinaison opérationnelle des plans pour l'accélération de la géothermie et du solaire thermique, aux mesures pour l'électrification des usages (transport, bâtiment, industrie), aux travaux de transposition de la Directive relative à l'efficacité énergétique (introduction du principe de primauté de l'efficacité énergétique, exemplarité des organismes publics, audits énergétiques des entreprises, plans locaux de chaud et de froid, etc.) et au déploiement de la sixième période du dispositif certificats d'économies d'énergie seront déterminantes pour sécuriser le respect de nos objectifs de consommation d'énergie pour 2030.

Quant à l'objectif de long-terme de réduire de 50 % notre consommation d'énergie finale en 2050 par rapport à celle de 2012, il sera nécessaire de consentir à un effort complémentaire sur la base de mesures supplémentaires à construire d'ici le prochain exercice de planification.

ACTION CONSO.1

Donner la priorité à la sobriété et à l'efficacité énergétiques

Les trajectoires de consommation d'énergie finale modélisées conduisent à une consommation énergétique finale de 1 440 TWh selon le périmètre DEE en 2030 (contre 1 243 TWh pour l'objectif fixé par la DEE). Des leviers complémentaires devront donc être identifiés et actionnés pour sécuriser l'atteinte de cet objectif de réduction des consommations d'énergie. Les dynamiques d'économie d'énergie consécutives à la déclinaison opérationnelle des plans pour l'accélération de la géothermie et du solaire thermique, aux mesures pour l'électrification des usages (transport, bâtiment, industrie), à la mise en œuvre de la directive relative à l'efficacité énergétique (introduction du principe de primauté de l'efficacité énergétique, exemplarité des organismes publics, audits énergétiques des entreprises, plans locaux de chaud et de froid, etc.) en cours de transposition, et au déploiement de la 6^e période du dispositif des certificats d'économies d'énergie seront à ce titre déterminantes pour sécuriser le respect de nos objectifs de consommation d'énergie pour 2030.

37. 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.

Par ailleurs, plusieurs mesures prévues par la directive relative à l'efficacité énergétique ont été transposées 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 (par rapport à leur consommation de l'année 2021), et la rénovation annuelle à un haut niveau de performance énergétique de 3 % de la surface de leurs bâtiments chauffés ou refroidis 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 y sont soumises, indépendamment de leurs consommations);
- ➔ les centres de données de plus de 1 MW devront valoriser la chaleur fatale qu'ils produisent. D'autres mesures sont à l'étude au niveau européen et français pour encourager l'optimisation des systèmes et la planification de leur implantation.

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. L'animation des démarches de sobriété énergétique auprès des acteurs économiques et de leurs représentants restera essentielle, afin de maintenir une attention constante sur ce sujet et de favoriser le partage d'expérience, autant en matière de pratiques que de possibilités de gains économiques (mobilisation lors d'événements, de colloques, de signatures de chartes d'engagements auprès des différentes filières, etc.). Il s'agira de

consolider et d'amplifier les démarches lancées à l'occasion de la crise de 2022-2023 (maintien des dynamiques internes, réalisation d'investissement permettant une mise en œuvre facilitée de la sobriété, développement du couplage sobriété énergétique/flexibilité électrique, etc.).

En complément, la campagne de communication « Chaque geste compte », consacrée aux économies d'énergie, pourrait être reconduite annuellement pour une diffusion au début de l'hiver, permettant de rappeler les éco-gestes auprès du grand public. 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 d'encourager des actions de sobriété énergétique dans les logements auprès des ménages.

Enfin, l'amplification de la sobriété énergétique passe également par des programmes spécifiques, financés par les certificats d'économies d'énergie, afin de soutenir, de structurer et d'organiser les démarches, et qui couvrent un large panel d'activités (secteur tertiaire, agriculture, industrie, tourisme, ménages via les logements, etc.).

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 1^{er} août 2022 au 31 juillet 2023, par rapport à l'année de référence 2018-2019, données corrigées des variations climatiques), baisse qui s'est maintenue à -12 % pendant l'année 2023-24 (du 1^{er} août 2023 au 8 juillet 2024, par rapport à l'année de référence 2018-19, données corrigées des variations climatiques)³⁸.

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

ACTION CONSO.2

Réduire les consommations énergétiques dans tous les secteurs

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

- poursuite des actions et de la dynamique en matière de sobriété énergétique (voir ci-avant);
- baisse des consommations énergétiques des secteurs résidentiel et tertiaire, notamment via la rénovation énergétique des bâtiments.

Pour le secteur résidentiel, le nombre de rénovations (aidées et non aidées) augmente fortement d'ici 2030, en se concentrant sur les rénovations d'ampleur et la rénovation des passoires thermiques. En moyenne, le nombre de rénovations correspondant à au moins deux sauts de classe DPE est de 700 000 rénovations par an d'ici 2030 (dont 250 000 rénovations d'ampleur), pour le parc privé et social.

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', du dispositif des CEE, des aides locales, des outils de financement du reste à charge (Éco-PTZ, prêt avance rénovation, etc.), de la fiscalité (notamment la TVA à taux réduit jusqu'à 5,5 % pour les travaux de rénovation énergétique) 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 énergétique pour la mise en location et à la vente (obligation d'audit énergétique), dont certaines sont entrées en vigueur dès 2023 et se sont fortement renforcées en 2025.

Enfin, le marché a intégré la notion de passoire énergétique, puisque les prix à la vente des passoires sont inférieurs de

10 à 15 % au prix moyen des ventes de logements au niveau national.

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 – présentent une efficacité énergétique moyenne, en condition réelle, près de trois fois supérieure à celle des chaudières fossiles, selon l'étude 100 PAC de l'ADEME. Il est ainsi prévu de sortir dès 2030 des chaudières au fioul dans le parc immobilier tertiaire, et de diminuer de 60 % le parc de chaudières fioul dans les logements entre 2023 et 2030 (environ 250 000 foyers par an en moyenne), en visant une sortie complète en 2035. Des mécanismes d'incitations fortes sont également prévus pour remplacer progressivement les chaudières à gaz (avec un objectif de diminution de 20% du parc de chaudières gaz entre 2023 et 2030 pour le résidentiel, soit environ 350 000 foyers chauffés au gaz qui changent de vecteur énergétique tous les ans), notamment avec la suppression des soutiens à l'installation de moyens de chauffage au gaz dès le 1^{er} janvier 2025, 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, notamment concernant l'installation de pompes à chaleur électriques.

Pour le secteur tertiaire, la mise en œuvre du dispositif Éco énergie tertiaire (DEET) de 2019, qui vise la diminution de la consommation d'énergie finale des bâtiments tertiaires de 40 % d'ici à 2030, et de 60 % d'ici à 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 des bâtiments ou des ensembles de bâtiments de plus de 1000 m².

Le dispositif Éco énergie tertiaire sera 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 européenne

sur la Performance énergétique des bâtiments révisée (2024/1275/UE).

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 (SDMP), 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 particuliers les plus lourds (malus masse, mis en place depuis le 1^{er} 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 1^{er} 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. En effet, le rendement énergétique d'un moteur électrique est 3 à 4 fois supérieur à celui d'un moteur thermique. La dynamique d'ores et déjà à l'œuvre doit s'accélérer en cohérence avec les objectifs fixés au niveau européen sur les émissions de CO₂ des véhicules légers neufs en 2035. Ce développement du véhicule électrique sera soutenu par 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), la mise en œuvre de l'obligation de verdissement des flottes de véhicules et son renforcement, 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 la réussite du dispositif de leasing social qui a été reconduit en 2025 et soutenu via le dispositif des CEE) et un déploiement ambitieux des bornes de recharge sur l'ensemble de notre territoire. Depuis 2025, le dispositif des CEE soutient l'achat/location de véhicules électriques neufs (voitures particulières, véhicules utilitaires légers, poids lourds, bus et cars, quadricycles motorisés) et leetrofit électrique de véhicules thermiques. Ce soutien a été renforcé par la bascule au 1^{er} juillet du bonus écologique sur le dispositif des CEE, avec la mise en œuvre de bonifications complémentaires pour les véhicules électriques atteignant un score environnemental minimal.

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 sur 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. Le report modal aura également un rôle important pour la réduction de la consommation d'énergie du transport terrestre de marchandise : les modes massifiés (ferroviaire, fluvial) sont moins consommateurs. La Stratégie nationale de développement du fret ferroviaire (SNDFF) et la Stratégie nationale fluviale (SNF, en cours de construction) permettront de développer ces modes.

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'État 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, la décarbonation des procédés et, en dernier recours, la gestion par capture de carbone des émissions les plus difficiles à abattre, en l'absence d'autres solutions de décarbonation technico-économiquement viables. Les BREF, documents de référence européens sur les meilleures techniques disponibles, serviront notamment de référentiel pour orienter ces actions. 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. L'application des meilleures techniques disponibles, ainsi que l'atteinte des niveaux d'efficacité énergétique associés, seront mises en œuvre dans les délais prévus par la réglementation européenne, le cas échéant.

ACTION CONSO.3

Pérenniser le dispositif des certificats d'économies d'énergie

Le dispositif des CEE est fondé sur une obligation pour les fournisseurs d'énergie (appelés « les obligés ») de réaliser ou de déclencher des opérations d'économies d'énergie en fonction de leur volume d'énergie vendue³⁹. Cette obligation est fixée généralement 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 : résidentiel, tertiaire, industrie, transport, agriculture et réseaux. Ce dispositif mobilise les particuliers, les entreprises, les collectivités territoriales, les bailleurs sociaux, l'Agence nationale pour l'amélioration de l'habitat (ANAH), etc. Les acteurs éligibles (collectivités, ANAH, etc.) valorisent directement les CEE qu'ils produisent en les vendant sur le marché. Les autres bénéficiaires reçoivent des incitations financières des obligés pour les opérations d'économies d'énergie qu'ils réalisent. Chaque action d'économie d'énergie incitée donne droit à des certificats d'économies d'énergie qui se mesurent en kWh cumulés actualisés (dits kWh « cumac ») sur la durée de vie de l'opération 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.

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 État membre par la directive relative à l'Efficacité éner-

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

40. 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

gétique, qui reconnaît la faculté des États membres de mettre en œuvre ce type d'instruments. L'article 8 de la directive Efficacité énergétique révisée (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 pourcentage 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 Éco-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.

Le 4 novembre 2025, le décret relatif à la sixième période du dispositif des certificats d'économies d'énergie (CEE) a été publié au Journal officiel. Ce décret, dont les principales évolutions ont été présentées début juillet 2025, fixe les obligations annuelles d'économies d'énergie que doivent réaliser les fournisseurs d'électricité, de gaz, de chaleur et de froid, ainsi que les metteurs à la consommation de carburants et de fioul domestique pour les années 2026 à 2030. Le décret conforte le rôle des CEE dans l'atteinte des objectifs énergétiques et climatiques nationaux, en définissant une obligation d'économies d'énergie totale de 1 050 TWh cumac par an, en augmentation de 27 % par rapport

à celle des années 2023 à 2025. Sur cette obligation, 280 TWh cumac d'économies d'énergie (soit un quart) sont à réaliser au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique. Par ailleurs, sur les cinq années de la 6^{ème} période, 500 TWh cumac pourront être délivrés au titre des contributions versées à des programmes CEE

Le dispositif sera également renforcé et rendu plus efficace via :

- un renforcement des comités de 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. Le programme d'évaluation du dispositif des certificats d'économies d'énergie (CEE), dénommé « PRODICEE », porté par l'ADEME dans le cadre d'un consortium associant huit autres organismes porteurs (CSTB, AQC, IPP, CEREMA, CEREN, CETIAT, ALLICE, ENPC), viendra répondre à cet objectif d'améliorer l'évaluation technique et économique du dispositif des CEE et de lutter contre la fraude.

Les niveaux d'obligations du dispositif CEE de la 5^e période et des années à venir sont présentés ci-dessous.

| (EN TWhc D'OBLIGATION ANNUELLE) | 5 ^E PÉRIODE CEE | | | | 6 ^E PÉRIODE CEE | | | | | 7 ^E PÉRIODE CEE |
|---------------------------------------|----------------------------|------|------|------|----------------------------|------|------|------|------|-------------------------------|
| | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 à 2035 |
| Année | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 à 2035 |
| Niveau d'obligation | 625 | 825 | 825 | 825 | 1050 | 1050 | 1050 | 1050 | 1050 | [825 – 2250] |

2.2. Baisse des consommations d'énergies fossiles

2.2.1. HISTORIQUE DE L'ÉVOLUTION DES CONSOMMATIONS D'ÉNERGIES PRIMAIRES ET OBJECTIF DE RÉDUCTION

CONSOMMATIONS ACTUELLES

Pendant 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.

CONSOMMATION PRIMAIRE PAR FORME D'ÉNERGIE

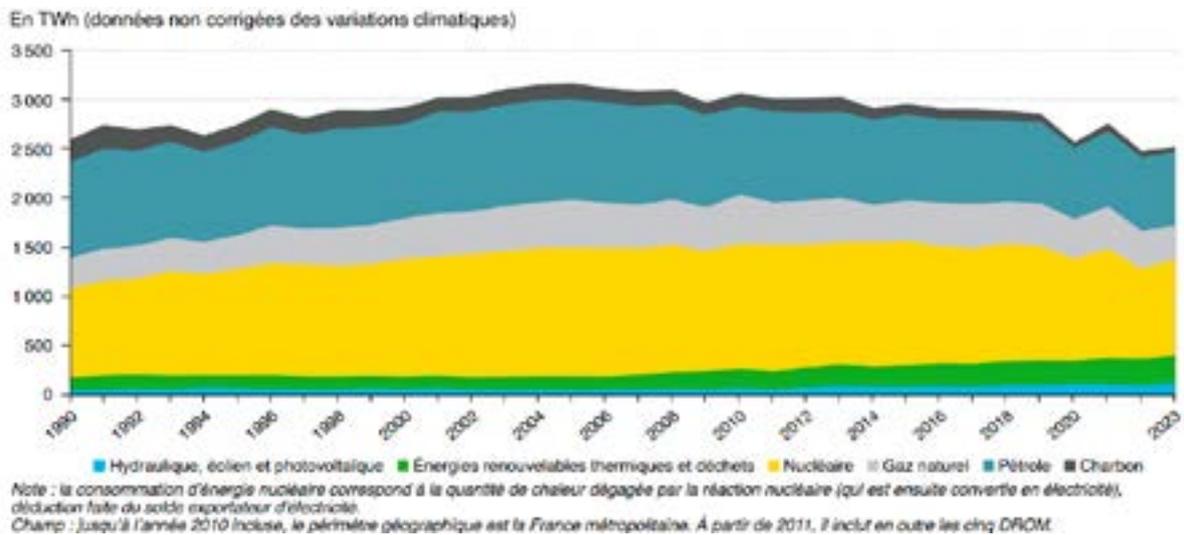


Figure 9. Consommation primaire par forme d'énergie – source : SDES (Bilan énergétique de la France pour 2023)

OBJECTIFS DE RÉDUCTION

La figure suivante montre la consommation primaire d'énergie fossile passée et projetée dans la dernière version à date du scénario de référence de la Stratégie française pour l'énergie et le climat.

CONSOMMATION PRIMAIRE D'ÉNERGIES FOSSILES

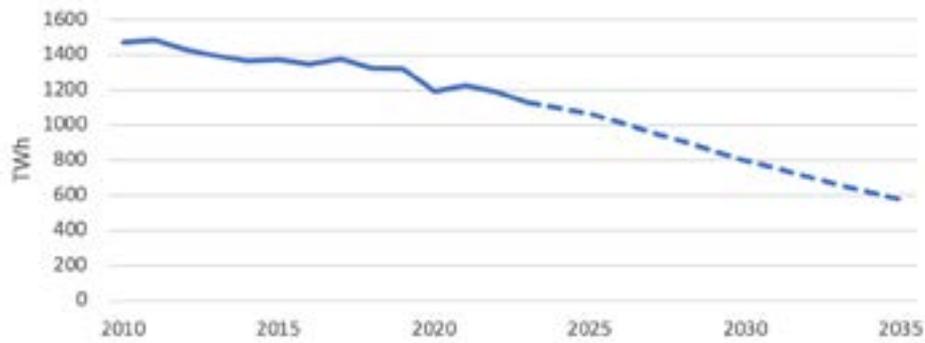


Figure 10. Consommation primaire d'énergies fossiles à usages énergétiques et non énergétiques, historique (2010-2023) et projetée (2024-2035) (en TWh, périmètre hexagone (avec Corse), hors sources internationales, données historiques corrigées des variations climatiques) – source : SDES (avril 2025), DGEC (dernière version à date du scénario de la Stratégie française énergie-climat)

| Consommation primaire d'énergies fossiles à usages énergétiques et non énergétiques (TWh), périmètre hexagone (avec Corse) | 2023 (données SDES avril 2025, corrigées des variations climatiques) | | |
|--|---|------|------|
| | 2023 | 2030 | 2035 |
| Consommation primaire de charbon (tous produits confondus) | 50 | 22 | 13 |
| Consommation primaire de gaz fossile | 368 | 277 | 203 |
| Consommation primaire de pétrole (total brut et raffinés) | 710 | 499 | 358 |
| Consommation primaire d'énergies fossiles | 1 128 | 798 | 574 |

Ainsi, la consommation primaire d'énergies fossiles diminue environ de moitié entre 2023 et 2035 dans la dernière version à date du scénario de référence de la Stratégie française pour l'énergie et le climat.

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

CONSOMMATION PRIMAIRE À USAGE ÉNERGÉTIQUE

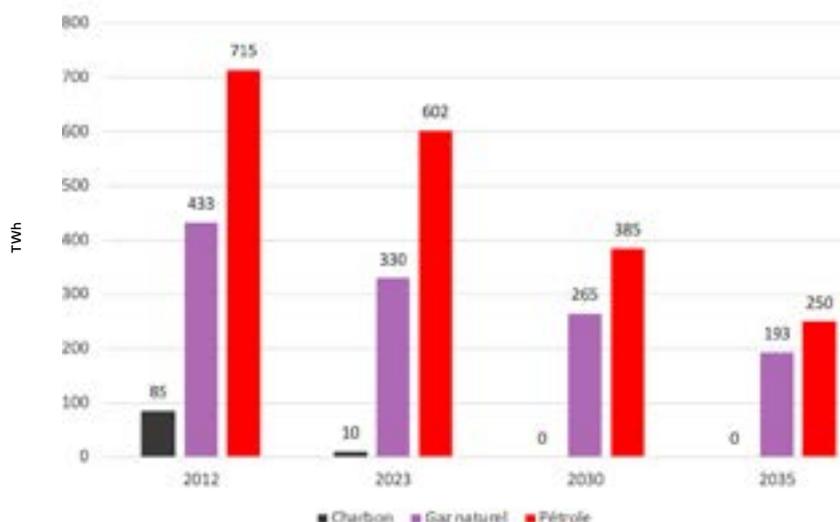


Figure 11. Consommation primaire d'énergies fossiles pour les usages énergétiques historique (2012, 2023) et projetée (2030, 2035) (en TWh, périmètre hexagone (avec Corse), hors sources internationales, hors consommations de charbon pour la filière fonte, données historiques non corrigées des variations climatiques) – source : SDES (avril 2025), DGEC (dernière version à date du scénario de la Stratégie française énergie-climat)

L'atteinte de ces objectifs passera par de nombreuses mesures et orientations dans tous les secteurs d'activité qui sont l'objet de la troisième édition de 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.

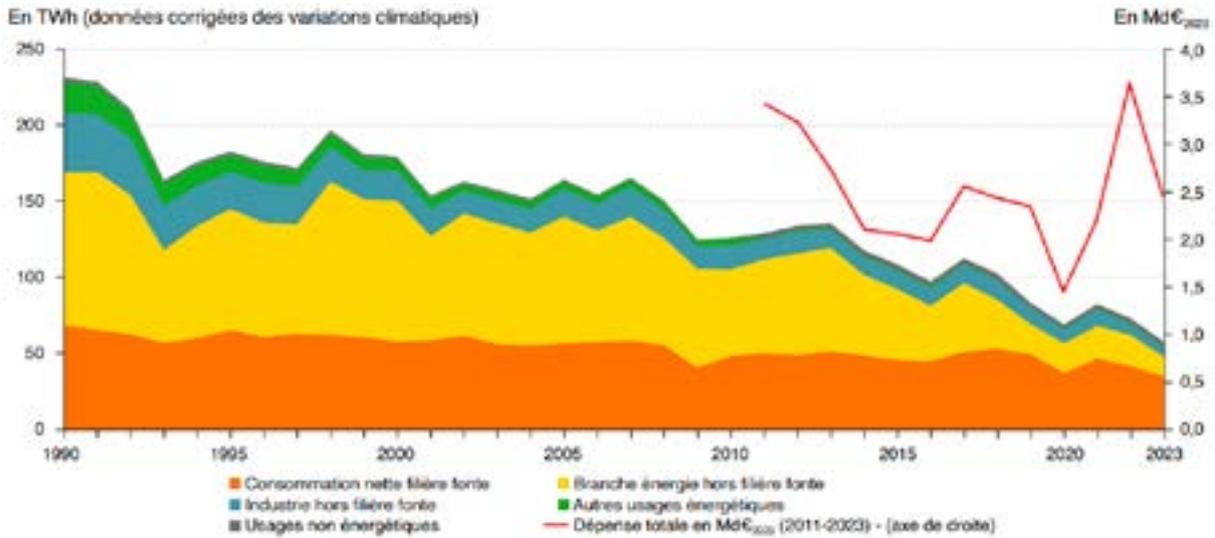
2.2.2. RÉDUIRE LA CONSOMMATION PRIMAIRE DE CHARBON

CONSOMMATIONS ACTUELLES

La consommation primaire de charbon en France métropolitaine, corrigée des variations climatiques, est en nette baisse en 2023 (-23 %), et s'élève à 50 TWh⁴¹, son plus bas niveau jamais observé. Des difficultés d'approvisionnement et d'exploitation, et un contexte économique défavorable, avec la baisse de la demande d'acier et l'inflation notamment, ont affecté la filière fonte, entraînant en particulier l'arrêt de certains hauts-fourneaux. La consommation pour la production d'électricité et de chaleur a fortement diminué avec la meilleure production des filières nucléaire et renouvelables. Les principaux secteurs consommateurs en 2023 restent la filière fonte (64 %), la production d'électricité et de chaleur (23 %) et l'industrie manufacturière hors hauts-fourneaux (18 %, le solde entre les ressources et la somme des consommations des différents secteurs correspondant à l'écart statistique). 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.

41. SDES (avril 2025). Bilan énergétique de la France en 2024 - Données provisoires.

CONSOMMATION PRIMAIRE DE CHARBON PAR SECTEUR



Avertissement : 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.
 Note : la somme des consommations 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.

Figure 12. Consommation primaire de charbon par secteur (hors écart statistique) et dépense totale associée – source : SDES (Bilan énergétique de la France pour 2023)

OBJECTIFS DE RÉDUCTION

CONSOMMATION PRIMAIRE DE CHARBON

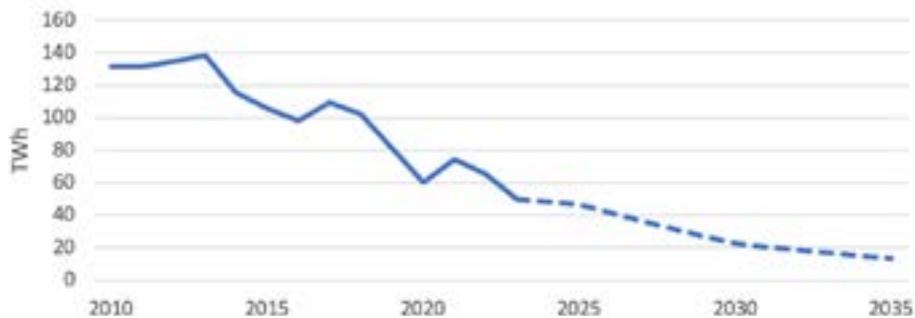


Figure 13. Consommation primaire de charbon à usages énergétiques et non énergétiques, historique (2010-2023) et projetée (2024-2035) (en TWh, périmètre hexagone (avec Corse), hors sources internationales, données historiques corrigées des variations climatiques) – source : SDES (avril 2025), DGEC (dernière version à date du scénario de la Stratégie française énergie-climat)

Dans la dernière version à date du scénario de référence de la Stratégie française pour l'énergie et le climat, la consommation primaire de charbon baisse de 50 TWh en 2023 (corrigée des variations climatiques) à 22 TWh en 2030, et à 13 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 CONSO.4

Réduire les consommations de charbon

Dans le secteur de l'énergie :

- arrêter la production d'électricité à partir de charbon d'ici à 2027. (voir action THERM.1)

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'offres de soutien à la production d'hydrogène électrolytique décarboné.

Dans l'industrie hors sidérurgie :

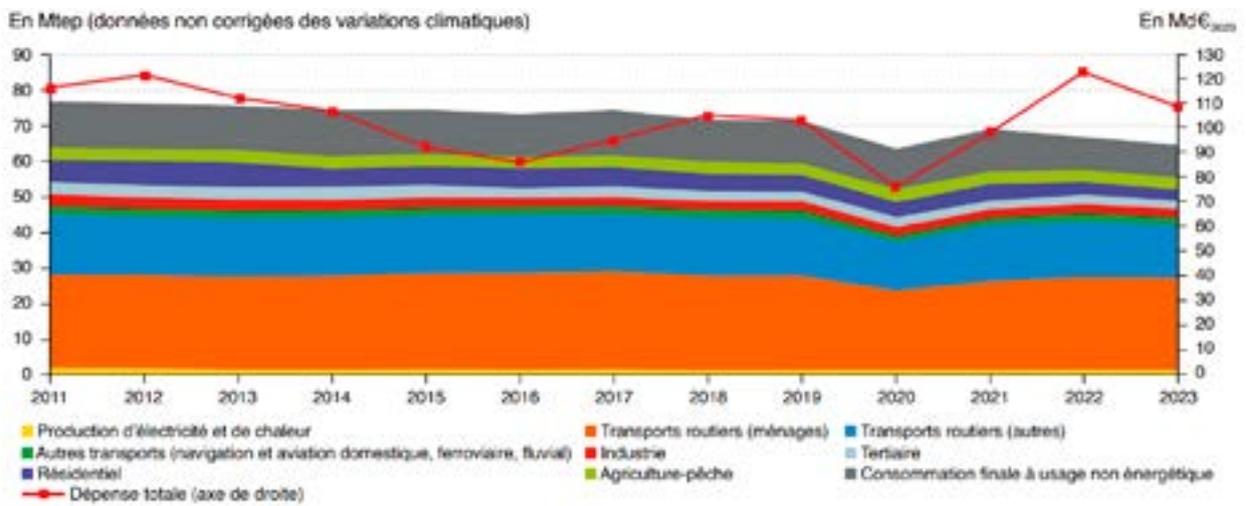
- pérenniser certains dispositifs de soutiens nationaux, le Fonds Chaleur, les certificats d'économies d'énergie, les fonds européens, en particulier le Fonds pour l'innovation, afin de compléter les financements de France 2030, pour apporter le complément nécessaire au déclenchement des investissements, 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 2023, la consommation totale en France métropolitaine de produits pétroliers raffinés (hors biocarburants) s'établit à 710 TWh à climat corrigé, et à 707 TWh en données réelles⁴², un niveau proche de celui de 2022. La consommation totale baisse tendanciellement depuis le milieu des années 2000 (-1,7 % par an en moyenne entre 2005 et 2023), baisse principalement imputable à l'industrie, au résidentiel et au tertiaire. Le secteur des transports représente près des deux tiers de la consommation de produits raffinés en 2023, contre la moitié en 1990. La consommation de produits pétroliers des transports connaît une baisse en 2023 (-3 %), après deux années de hausse liée à la reprise économique et à la fin des restrictions de circulation relatives à la crise sanitaire, et se place sous son niveau de 2019 (-5 %).

CONSOMMATION TOTALE DE PRODUITS PÉTROLIERS RAFFINÉS PAR SECTEUR



Note : le secteur des transports n'inclut pas les routes maritimes et aériennes internationales.
Champ : France entière (y compris DROM).

Figure 14. Consommation totale de produits pétroliers raffinés et biocarburants par secteur et dépense totale associée – source : SDES (Bilan énergétique de la France pour 2023)

42. SDES (avril 2025). Bilan énergétique de la France en 2024 - Données provisoires.

OBJECTIFS DE RÉDUCTION

Dans la dernière version à date du scénario de référence de la Stratégie française pour l'énergie et le climat, la consommation primaire de pétrole baisse de 710 TWh en 2023 (corrigée des variations climatiques) à 499 TWh en 2030, et à 358 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, sous réserve de la levée des freins réglementaires et techniques à la conversion aux bioénergies, avec une attention particulière aux enjeux de disponibilité et de durabilité des biocarburants utilisés. L'objectif à terme, annoncé par le président de la République, est une sortie des consommations énergétiques de pétrole d'ici à 2045.

CONSOMMATION PRIMAIRE DE PÉTROLE

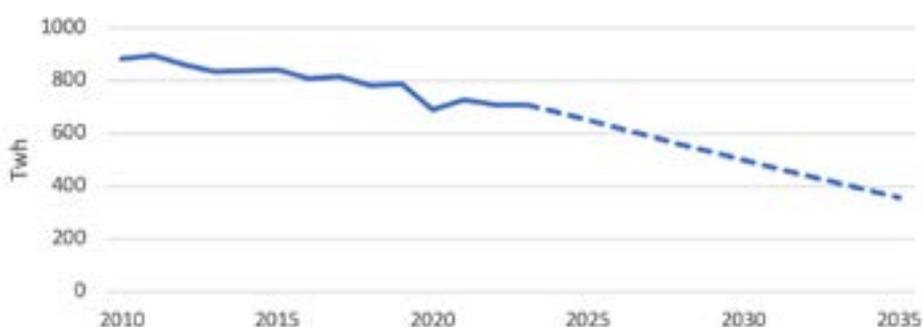


Figure 15. Consommation primaire de pétrole brut et raffiné à usages énergétiques et non énergétiques, historique (2010-2023) et projetée (2024-2035) (en TWh, périmètre hexagone (avec Corse), hors sources internationales, données historiques corrigées des variations climatiques) – source : SDES (avril 2025), DGEC (dernière version à date du scénario de la Stratégie française énergie-climat)

ACTION CONSO.5

Réduire les consommations de pétrole

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

Dans le secteur de l'énergie :

- lorsque la faisabilité en aura été démontrée, engager une conversion progressive aux bioliquides des centrales thermiques de pointe de production d'électricité à partir de fioul à l'horizon 2030.

Dans le résidentiel et le tertiaire :

- accélérer le remplacement des chaudières au fioul, dont l'installation est interdite depuis juillet 2022, grâce aux aides MaPrimeRénov', CEE et aides locales qui subventionnent l'achat de systèmes de chauffage décarbonés (dont les pompes à chaleur). L'État se fixe un objectif de remplacement dans le résidentiel de 60 % du parc de chaudières fioul entre 2023 et 2030 (environ 250 000 foyers par an en moyenne) et d'une sortie complète en 2035. Le développement de l'« aller-vers » via, par exemple, le service public France Rénov' en matière d'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 à 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 ;
- poursuivre la suppression des incitations financières aux chaudières fossiles qui subsistent encore en 2025, conformément à la directive sur la Performance

énergétique des bâtiments révisée, certaines aides ayant déjà été supprimées au 1^{er} janvier 2025 (voir action Chaleur1, page 67) ;

Dans le transport :

- 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 est notamment soutenu par un système de bonus-malus révisé régulièrement pour accompagner la transition de l'ensemble des Français et par un déploiement ambitieux des bornes sur l'ensemble de notre territoire. Depuis 2025, le dispositif des CEE soutient l'acquisition de voitures particulières, avec des bonifications importantes, de véhicules utilitaires légers, de quadricycles motorisés neufs électriques ;
- déployer des mesures de sobriété (par exemple, pour les voyageurs, en agissant sur l'aménagement des territoires et sur les habitudes et les 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 ;
- 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, des engins de chantier et agricoles a été mobilisée par les pouvoirs publics ces dernières années (60 M€ en 2023 sur crédits budgétaires, 130 M€ en 2024 via le programme CEE E-Trans). Afin de poursuivre le soutien à la filière, à partir du 1^{er} janvier 2025, l'achat, la location d'un véhicule lourd électrique neuf (PL, bus, cars) ou les opérations de retrofit électrique bénéficient de forfaits d'économie d'énergie grâce à la création ou à la mise à jour de fiches d'opérations standardisées CEE spécifiques, qui remplacent les précédents appels à

projets. 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 culturels 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 au bioGNV et 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 culturels 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'économies 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.**

→ poursuivre les aides financières, telles que des celles du Fonds Chaleur ou le dispositif des certificats d'économies 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) et mettre en œuvre la réglementation européenne (application de la DEE, application des MTD de la directive IED, etc.) ;

→ mobiliser l'économie circulaire comme levier de décarbonation pour réduire la demande de production primaire, mais aussi pour 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'économies 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 de stockage de carbone, lesquelles seront déployées à moyen terme ;

→ anticiper autant que possible l'adaptation de la logistique et du raffinage pétrolier dans une perspective d'assurer la continuité approvisionnement et la pérennité des chaînes de valeur stratégique qui en dépendent – chimie organique notamment. L'Etat travaillera étroitement avec la filière à cet effet, en étant attentif à l'équilibre économique de ces installations, et à ce qu'une transition juste soit mise en œuvre pour faciliter la reconversion des salariés et proposer des alternatives aux territoires concernés lorsque ce sera nécessaire (conversion en bioraffineries, nouveaux sites industriels...).

2.2.4. RÉDUIRE LA CONSOMMATION PRIMAIRE DE GAZ NATUREL

CONSOMMATIONS ACTUELLES

La consommation de gaz corrigée des variations climatiques en France métropolitaine atteint un niveau historiquement bas en 2023, 368 TWh PCI, et à 341 TWh en données réelles⁴³, en baisse de 11 % par rapport à 2022. La baisse affecte tous les secteurs, mais elle est particulièrement forte dans celui de la production d'électricité et de chaleur (-22 %). Cela s'explique par une utilisation moins intensive des centrales électriques au gaz courant 2023. Pour les autres secteurs, la baisse entre 2022 et 2023 est de 8 % dans le résidentiel et dans le secteur tertiaire, et de 9 % dans l'industrie. La poursuite de la hausse des prix de détails explique cette baisse conjointement à des changements d'habitudes des utilisateurs.

CONSOMMATION TOTALE (HORS PERTES) DE GAZ NATUREL PAR SECTEUR

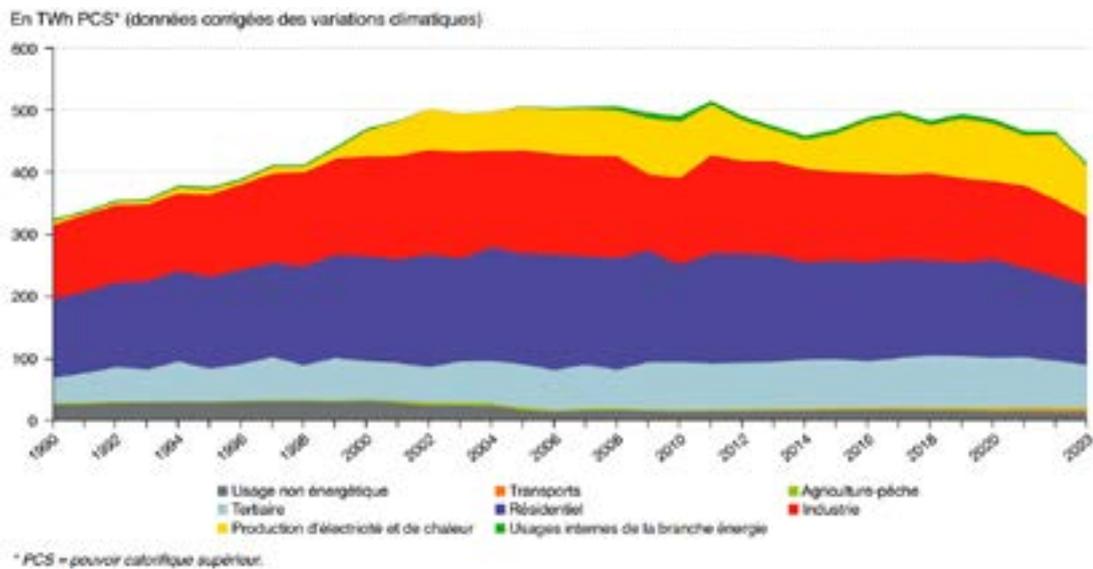


Figure 16. Consommation totale (hors pertes) de gaz naturel par secteur source : SDES (Bilan énergétique de la France pour 2023)

43. SDES (avril 2025). Bilan énergétique de la France en 2024 - Données provisoires.

OBJECTIFS DE RÉDUCTION :

CONSOMMATION PRIMAIRE DE GAZ FOSSILE

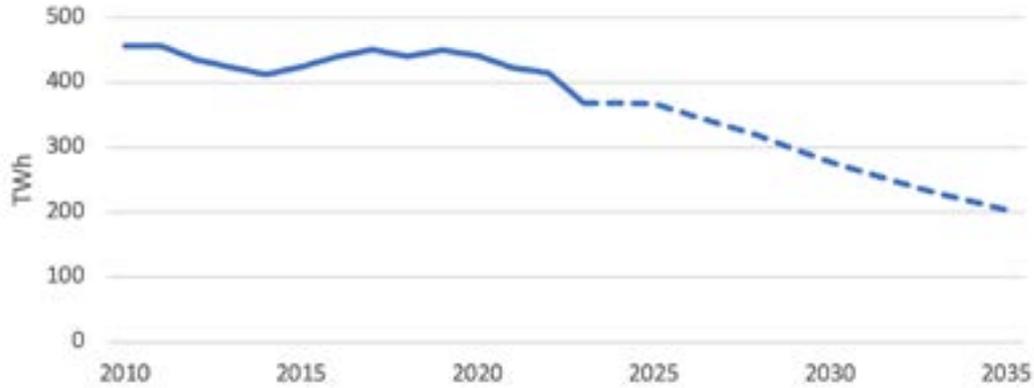


Figure 17. Consommation primaire de gaz fossile à usages énergétiques et non énergétiques, historique (2010-2023) et projetée (2024-2035) (en TWh PCI, périmètre métropole) par «hexagone (avec Corse), hors soutes internationales, données historiques corrigées des variations climatiques) – source : SDES (avril 2025), DGEC (dernière version à date du scénario de la Stratégie française énergie-climat)» (Bilan énergétique de la France pour 2023)

Dans la dernière version à date du scénario de référence de la Stratégie française pour l'énergie et le climat, la consommation primaire de gaz fossile baisse de 368 TWh en 2023 (corrigée des variations climatiques) à 277 TWh en 2030, et à 203 TWh en 2035, sous l'effet de mesures de décarbonation de l'industrie, de rénovation des bâtiments et du remplacement de chaudières à gaz par des équipements bas-carbone, ainsi que via la substitution par du gaz bas-carbone.

ACTION CONSO.6

Réduire 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'État se fixe l'objectif d'environ 250 000 rénovations d'ampleur par an en moyenne sur la période 2025-2030;
- poursuivre la suppression des incitations financières aux chaudières à gaz qui subsistent encore en 2025, conformément à la directive sur la Performance énergétique des bâtiments révisée, certaines aides ayant déjà été supprimées au 1^{er} janvier 2025 (voir action *Chaleur.1*, page 67);
- remplacer progressivement les chaudières à gaz (diminution de 20% du parc de chaudières gaz entre 2023 et 2030 pour le résidentiel), à la fois dans le cadre des rénovations d'ampleur et 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 à 2030, et de 60 % d'ici à 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) et mettre en œuvre la réglementation européenne (application de la DEE, application des MTD de la directive IED, etc.) ;
- 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'économies 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 décarbonées, en particulier renouvelables et de récupération, pour la production de chaleur (notamment par le Fonds Chaleur pour ces dernières), 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 3.3.2, page 85).

2.2.5. ATTEINDRE NOS OBJECTIFS D'ÉLECTRIFICATION

Depuis une dizaine d'années, la consommation nationale d'électricité a évolué globalement à la baisse qui a toutefois été significativement amplifiée par la crise sanitaire en 2020-2021, puis par la crise énergétique liée à la guerre en Ukraine à partir de 2022 ainsi que par le plan de sobriété mis en œuvre par la suite. Cette baisse de consommation peut ainsi notamment s'expliquer par la hausse des prix des énergies (en partie conséquence des crises) et par une prise de conscience des enjeux de sobriété par les consommateurs, qui adaptent leurs modes de consommation en conséquence, entraînant une évolution des usages. Par rapport aux valeurs moyennes historiques (2014-2019), la consommation de l'année 2023 est ainsi en baisse de 6,9 %. La stratégie de décarbonation proposée dans cette Programmation pluriannuelle de l'énergie conduira à rompre nettement avec cette tendance historique, car si la consommation d'énergie finale doit effectivement largement diminuer sous l'effet des efforts d'efficacité et de sobriété énergétiques, l'électricité sera quant à elle amenée à occuper une place de plus en plus importante du fait des transferts d'usages depuis les énergies fossiles vers l'électricité, et de l'ambition de réindustrialisation de la France. L'amplitude de cette augmentation de la consommation d'électricité est décrite au chapitre 3.4. (page 89) ; elle résulte de la trajectoire construite et planifiée dans la Stratégie nationale bas-carbone, qui est celle que doit suivre notre système énergétique afin d'atteindre nos objectifs climatiques, et qui implique une réduction des consommations d'énergie et, dans le même temps, un rythme d'électrification renforcé dont il résulte une augmentation de la consommation d'électricité en part du mix mais également en valeur absolue.

Cette trajectoire constitue une cible que se fixent les pouvoirs publics pour réussir la première étape de décarbonation de notre économie à moyen terme.

Disposer de cette trajectoire cible permet de répondre à un premier objectif : celui de dimensionner de manière adéquate notre parc de production pour développer suffisamment l'offre en électricité décarbonée, en réponse aux besoins croissants et afin d'assurer notre sécurité d'approvisionnement. L'anticipation de la construction des moyens de production est en effet indispensable pour assurer la décarbonation de la consommation.

Des préoccupations concernant un possible retard dans la croissance de la demande émergent dans le débat public dans un contexte où la consommation d'électricité stagne et où la production décarbonée aux niveaux français et européen montre une croissance forte.

Disposer de cette trajectoire cible de consommation doit également permettre d'assurer le suivi des dynamiques de décarbonation effectives des différents secteurs et leur contribution agrégée à l'atteinte de nos objectifs climatiques, et d'ajuster les politiques de soutien le cas échéant. La programmation pluriannuelle de l'énergie contient de nombreuses actions et mesures visant à soutenir le transfert de consommations énergétiques depuis les énergies fossiles vers l'électricité, dans l'ensemble des secteurs (résidentiel, tertiaire, industrie, mobilité, etc.). Afin d'en assurer une vision consolidée et cohérente, **l'État développera un suivi et un pilotage spécifiques de ce volet tout au long de la première période de la PPE jusqu'en 2030.**

Par ailleurs, l'électrification des usages devra être assurée en favorisant les solutions d'électrification flexibles, dans le but d'optimiser la sécurité d'approvisionnement et la réduction des émissions de gaz à effet de serre au meilleur coût pour le système électrique.

La réaction des moyens de consommation et de production d'électricité aux signaux de prix permettra également de limiter l'ampleur et le nombre d'épisodes de prix négatifs⁴⁴. Si les prix négatifs sur le marché spot de l'électricité découlent de la nature particulière de l'électricité, dont les flux doivent être en permanence à l'équilibre, certaines occurrences peuvent témoigner d'une utilisation sous-optimale du système électrique, tant du point de vue de la production que de la consommation. Il semble ainsi nécessaire de réinterroger l'adéquation des règles qui permettent la réaction de la production et de la consommation aux signaux de marché afin de ne pas conduire à une désoptimisation économique du système électrique.

44. La fréquence des épisodes de prix négatifs a fortement augmenté entre 2018 et 2024. En 2018, les prix ont été négatifs pendant 0,1 % des heures de l'année, contre 5,4 % des heures au premier semestre de 2024. Source : CRE, https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Rapports_et_etudes/2024/241126_Presentation_prix_negatifs.pdf, page 3)

ACTION CONSO.7

Accélérer l'électrification du pays

Élaborer un « tableau de bord de l'électrification »

Ce tableau de bord, qui pourra être construit à partir des bases de données dont disposent les différents acteurs du système électrique (ministères, gestionnaires de réseau, acteurs de la mobilité électrique, observatoires, etc.), servira de support au suivi des évolutions passées et prévisibles de la consommation d'électricité, par rapport à la trajectoire définie par les documents de programmation. Il permettra notamment d'ajuster, à la hausse ou à la baisse, les rythmes d'attribution de soutien public pour les énergies renouvelables terrestres à compter de 2028 et de préparer les ajustements à apporter aux trajectoires à l'occasion de la révision de la SNBC 3 et de la PPE 3 d'ici à 2030.

Développer les flexibilités en tant qu'opportunité économique au bénéfice de la sécurité d'approvisionnement, des consommateurs et de l'optimisation du système électrique au travers des Actions Appro.élec 4 et 5 (voir pages 130 et 131).

Accélérer l'électrification du secteur industriel :

- au niveau européen, encourager et mettre en œuvre le Clean Industrial Deal pour préserver la production industrielle européenne afin de limiter les fuites de carbone ;
- au niveau national, poursuivre les aides en faveur de la décarbonation et de l'électrification de l'industrie (Decarb-Ind) et mettre en place des nouveaux dispositifs de soutien permettant de financer les surcoûts d'exploitation liés à l'électrification (AO GPID) ;
- au niveau national, maintenir dans la durée un prix de l'électricité compétitif pour les entreprises, en particulier les entreprises électro-intensives exposées à la concurrence internationale (voir partie 6.4.4 page 170) ;

- Au niveau européen, soutenir un renforcement des soutiens à l'électrification de l'industrie dans le cadre du Fonds pour l'innovation du SEQE-UE et du projet de banque de décarbonation de l'industrie ;
- suivre l'impact des aides à la décarbonation de l'industrie sur les consommations d'électricité.

Accélérer l'électrification des secteurs résidentiel et tertiaire :

- mettre en œuvre le plan pompes à chaleur pour en produire 1 million par an d'ici à 2027 et renforcer la filière (voir partie 3.1.2., page 70).

Accélérer l'électrification de la mobilité (voir parties intensité carbone de la SDMP en annexe 1), notamment :

- accélérer l'adoption du véhicule électrique avec le renforcement des obligations de verdissement des flottes d'entreprise et le maintien à un niveau adapté des dispositifs de soutien à l'achat ou à la location longue durée d'un véhicule électrique, en particulier pour les ménages les plus modestes ;
- mettre en place le Schéma directeur de déploiement des infrastructures de recharge de véhicule électrique (IRVE) le long du réseau routier national ;
- déployer les IRVE en itinérance.

Promouvoir l'électrification au niveau européen :

- soutenir l'initiative de la Commission européenne de mettre en œuvre un plan d'action pour l'électrification pour créer des incitations réglementaires appropriées au niveau européen ;
- promouvoir au niveau européen le financement de l'électrification des usages, notamment pour les industriels, dans des conditions encourageant les solutions d'électrification capables de flexibilité ;
- promouvoir au niveau européen l'introduction de quotas obligatoires de véhicules zéro émission pour les entreprises à l'échelle européenne.

Sensibiliser le grand public à l'utilité de l'électrification des usages pour la décarbonation de la consommation finale d'énergie





PARTIE

03

Offre d'énergie,
développement
de l'exploitation
des énergies
renouvelables et de
récupération

Biocarburant, usine de production d'éthanol - ©Laurent Mignaux / Terra

LA PPE 3 FIXE 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 650 TWh en 2035, soit une augmentation de 42 % par rapport à la production d'électricité décarbonée en 2023. Celle-ci constitue un élément clé de la stratégie française, dans la mesure où l'électrification est dans de nombreux cas d'usage synonyme de gains d'efficacité énergétique intrinsèques. Un niveau de production excédant 650 TWh permettra à la France soit d'exporter davantage d'électricité, soit d'accélérer la décarbonation de certains usages.

→ Stabilité du rythme du développement de l'électricité photovoltaïque (48 GW en 2030, contre un objectif compris entre 35 et 44 GW en 2028 dans la précédente PPE), 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 matière 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 ni 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 ha. 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 15 GW de puissance installée en 2035, et 18 GW en 2037 en élaborant une planification par façade maritime, en attribuant d'ici à 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 environ +1,3 GW/an pour l'éolien terrestre, en veillant à une répartition plus équilibrée sur le territoire et en investissant dans le renouvellement.

→ Développement accru de l'usage des biocarburants, à hauteur environ de 55 TWh en 2030, soit une augmentation de 45 % par rapport à 2023.

→ Développement du biométhane, avec 44 TWh injectés à l'horizon 2030, correspondant à une production injectée multipliée par quatre par rapport à 2024 (contre un objectif compris entre 24 et 32 TWh, dont entre 14 et 22 TWh injectés, en 2028 dans la précédente PPE) en prenant en compte les limites de production et de mobilisation de notre biomasse.

→ Développement de la chaleur renouvelable et de récupération avec plus de 297 TWh dont 14 TWh de chaleur de récupération livrée dans les réseaux en 2030 (contre un objectif compris entre 219 TWh et 247 TWh de chaleur renouvelable et entre 7,6 TWh et 9,9 TWh de chaleur de récupération livrée 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).

➔ Soutien à l'innovation (voir partie 5, page 149) pour tendre vers l'objectif indicatif fixé par la directive UE 2023/2413 (dite « RED 3 ») en matière de déploiement de technologies innovantes.

➔ 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 cinquante ou soixante 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 six 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 huit EPR2 dans leur conception actuelle;

- 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 à fin 2026, tout en veillant à prendre les mesures permettant d'assurer l'adéquation aux besoins des infrastructures existantes d'ici à 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 finale⁴⁵ 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 sur le développement accéléré des réseaux urbains de distribution de chaleur et de froid, pour sortir rapidement des énergies fossiles.

Ainsi, les objectifs de la PPE 3 devront permettre de porter la consommation de chaleur renouvelable et de récupération de 172 TWh en 2022 à au moins 328 TWh en 2035. Le graphique ci-dessous en détaille la répartition par secteur. Les objectifs fixés pour la PPE 3 conduisent à une multiplication par plus de deux de la consommation de chaleur renouvelable et de récupération d’ici à 2035.

ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION DE CHALEUR ENR&R EN 2030 ET 2035 (TWh)

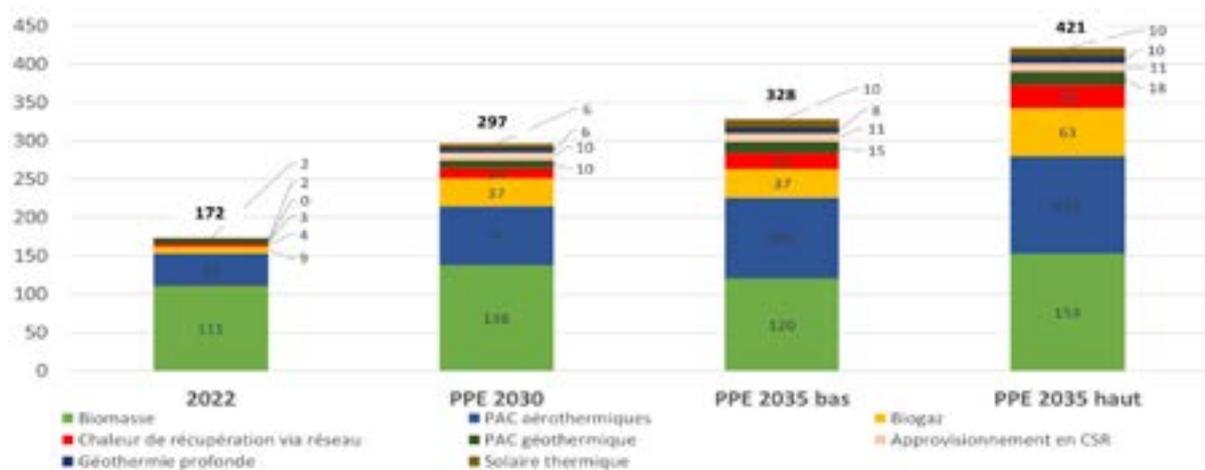


Figure 18. Évolution de la consommation de chaleur ENR&R jusqu’en 2030 et 2035_Source : DGEC



Chaudière biomasse du réseau de chaleur de la Communauté Urbaine d'Arras Chauffage à Bois - ©Arnald Bouissou / Terra

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

Cette augmentation de la consommation de chaleur renouvelable repose sur le développement de l'ensemble des filières de production de chaleur renouvelable, ainsi que sur un recours accru à la récupération de chaleur fatale. La PPE 3 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 contribution la plus importante est liée 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'État dispose de quatre dispositifs largement éprouvés :

- ➔ le dispositif des aides MaPrimeRénov' à destination des particuliers ;
- ➔ le dispositif des certificats d'économies 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 16 ans, le Fonds chaleur a permis d'aider plus de 10 000 installations d'énergies renouvelables et de récupération (EnR&R) dont 4 550 km de réseaux de distribution grâce à 5,1 milliards d'euros d'aides, ayant généré près de 16 milliards d'euros d'investissements. Cela représente près de 50 TWh/an de production additionnelle d'EnR&R, équivalent de la consommation de chaleur d'environ 5 millions de logements, et environ 2,5 Md€/an d'économie sur la balance commerciale (en comparaison du gaz qu'il aurait fallu importer pour produire cette chaleur en l'absence de ces projets^[1]). De plus, les programmes France Relance, France 2030 et le Fonds Planification Ecologique ont permis d'accompagner la production de chaleur à partir de biomasse pour la cible industrielle à hauteur de 8,6 TWh/an. Le bilan cumulé de l'ensemble de ces dispositifs conduit à une production thermique additionnelle de 57,6 TWh/an.

ACTION CHALEUR.1

Accompagner et soutenir financièrement le développement des énergies renouvelables thermiques

Le Fonds Chaleur de l'ADEME a été augmenté de 40 % en mars 2022, pour atteindre 522 M€ pendant l'année 2022, puis 601 M€ en 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. Un niveau équivalent de soutien a été maintenu en 2025. Il participera à l'atteinte en 2030 d'une capacité financée d'environ 12 TWh/an. Des réflexions seront menées en 2025 avec l'ADEME sur la possibilité de prioriser davantage l'instruction des projets déposés au Fonds Chaleur

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 France Rénov', 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 les 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.

3.1.1. POMPES À CHALEUR

Les pompes à chaleur (PAC) produisent de la chaleur en puisant des calories dans le sol, dans les eaux souterraines (géothermie) ou dans l'air (aérothermie).

La production de chaleur renouvelable issue de pompes à chaleur s'établit à 50 TWh⁴⁶ en 2023 à climat réel, en hausse de 11 % du fait de l'accroissement du parc, dans un contexte de températures hivernales similaires à celles de 2022 et d'un automne légèrement plus froid.

Le parc de pompes à chaleur 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 3 500 ventes par an depuis 2015, alors que le marché total a dépassé le million d'unités vendues en 2021).

VENTES ANNUELLES DE POMPES À CHALEURS INDIVIDUELLES

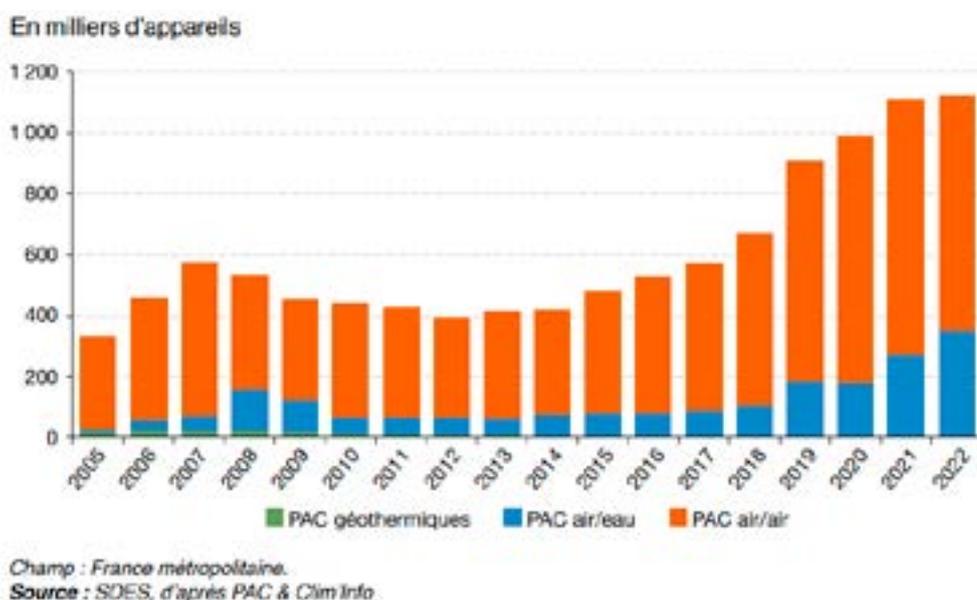


Figure 19. Ventes annuelles de pompes à chaleur individuelles – source : chiffres clés des énergies renouvelables, SDES, édition 2023

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 (de 44 à 52 TWh produits à partir de PAC) ont d'ores et déjà été atteints en 2023, avec une production de 50 TWh. 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 à la fin de l'année 2027.

| CONSOMMATION 2022 ET OBJECTIFS DE PRODUCTION EN TWh D'ÉNERGIE RENOUVELABLE | 2022 | 2030 | 2035 seuil bas | 2035 seuil haut |
|--|------------------------------|------|-------------------|--------------------|
| | PAC (hors PAC géothermiques) | 41,1 | 76 | 106 |

46. La production de chaleur qui est qualifiée de renouvelable correspond uniquement à la chaleur extraite de l'environnement par la PAC. Ainsi, la consommation électrique de cette dernière n'est pas comptabilisée.

Enfin, la directive n° 2024/1275 sur la performance énergétique des bâtiments demande la suppression des incitations financières pour l'installation de chaudières utilisant des combustibles fossiles à partir du 1^{er} janvier 2025. De nombreux dispositifs ont ainsi été modifiés, tels que le Fonds vert, MaPrimeRénov' (MPR), MPR copro, HM PB (Loc'Avantages avec travaux), Ma Prime Logement Décent (MPLD), le dispositif de certificats d'économies d'énergie (CEE) ou l'éco-prêt Logement social.

3.1.2. BIOMASSE SOLIDE

La biomasse solide est la première EnR 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 insert, poêle, ainsi que dans des chaudières) et par les chaufferies biomasse dans l'industrie, le collectif et le tertiaire, et 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)⁴⁷. Il peut s'agir du chauffage principal du logement ou d'un chauffage 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 7 000 chaufferies, réparties sur l'ensemble du territoire, alimentent un réseau de chaleur urbain ou directement sur un site industriel, ou des bâtiments résidentiels collectifs ou tertiaires.

ACTION CHALEUR.2

Mettre en place un cadre de long terme pour le marché du chauffage des bâtiments

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

- la mise en place d'un cadre de long terme pour le marché du chauffage sera étudiée pour orienter le marché vers les solutions de chauffage bas-carbone et réduire progressivement la part de chaudières à gaz vendues ;
- les mesures pour accompagner la fin de l'utilisation de fioul pour le chauffage des bâtiments tertiaires d'ici à 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.

L'enjeu fondamental est celui de la durabilité de la ressource biomasse, c'est-à-dire de 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 sur les énergies renouvelables) ou avec des dispositifs nationaux (Pacte en faveur de la haie).

| CONSUMPTION 2022 ET OBJECTIFS DE PRODUCTION EN TWh | 2022 | 2030 | 2035 seuil bas | 2035 seuil haut |
|--|-------|------|-------------------|--------------------|
| Biomasse solide (consommation nette) | 110,7 | 138 | 120 | 153 |

47. SDES, <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/la-consommation-de-bois-energie-des-menages-en-2020>

ACTION CHALEUR.3

Optimiser l'usage de la biomasse pour mieux décarboner la chaleur

La biomasse solide, première énergie renouvelable en France, contribue à la décarbonation de la chaleur. C'est également une ressource qu'il nous faut préserver et exploiter de manière durable (sylviculture 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 par la recherche de solutions alternatives lorsqu'elles sont pertinentes. Le remplacement des appareils de combustion anciens peu performants est indispensable, pour améliorer les rendements énergétiques et réduire les émissions de polluants atmosphériques, notamment par des équipements de production de chaleur décarbonés. 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 des produits connexes de scierie sur site, pour produire de la chaleur renouvelable et augmenter ainsi l'autonomie énergétique de la filière bois-matériau. 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 (voir tableau partie 4.5., page 134).

Afin d'améliorer la connaissance sur l'offre et la demande en biomasse et ainsi optimiser son usage pour la décarbonation de la chaleur, l'État sera appuyé sur le plan technique par un groupement d'intérêt scientifique (GIS) rassemblant les établissements publics de référence sur la biomasse (ADEME, France AgriMer, IGN, INRAE), dont la convention a été signée le 1^{er} mars 2024. Le GIS conduit notamment une analyse critique des facteurs de conversion utilisés dans le domaine du bois-énergie, en appui à la construction des modélisations de la Stratégie nationale bas-carbone sur l'offre de biomasse. Le GIS devra également participer à l'élaboration de méthodologies pour appuyer la rédaction des avis des cellules régionales biomasse sur les projets consommateurs de biomasse et leur suivi des ressources et usages locaux. Ce travail alimentera la doctrine qui sera élaborée quant à la mise en œuvre par les cellules biomasse de la hiérarchisation des usages de la biomasse du principe d'utilisation en cascade de la biomasse.

ACTION CHALEUR.4

Mettre en œuvre le plan pompes à chaleur pour en produire 1 million par an d'ici à 2027 et renforcer la filière

Conformément aux objectifs fixés par le président de la République, le Gouvernement a présenté en avril 2024 un plan d'action⁴⁸ pour soutenir le développement de la filière française des pompes à chaleur et **produire d'ici à 2027 au moins un million de PAC chaque année**. Les PAC air/eau seront principalement installées en substitution de chaudières à gaz ou au fioul, et participeront à l'atteinte de l'objectif de sortie complète des chaudières fossiles d'ici à 2040 fixé par la directive sur la Performance énergétique des bâtiments.

De manière proportionnée avec la hausse de la demande, 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 au titre des investissements dans l'industrie verte (C3IV) et à un accompagnement dans la recherche de terrain ou d'autorisations pour les porteurs de projet. Des aides à l'innovation seront consacrées au développement de nouveaux produits de PAC, pour faire face à différents défis, comme l'intégration, les fluides frigorigènes, 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 de résilience en lien avec la loi sur l'Industrie zéro émission (Net Zero Industry Act, NZIA).

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'État, 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 sur le sujet des PAC 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 bâtiment (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 maîtrise 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.

Un Centre d'expertise sur la pompe à chaleur (CEPAC) sera créé à court terme 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 accompagnés, via des guides, des outils techniques, ou encore par la participation aux événements et aux salons des filières du bâtiment.

Enfin, la production de connaissances sur le fonctionnement et les performances des PAC sera aussi développée, dans la lignée du Vrai/Faux publié en avril 2024.⁴⁹ «et de l'étude sur les performances réelles des pompes à chaleur publiée en octobre 2025.⁵⁰

48. 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>
49. 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
50. <https://librairie.ademe.fr/batiment/8634-10419-avis-sur-les-performances-reelles-des-pompes-a-chaleur.html>

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 m, constitués d'un dispositif de captage souterrain (par exemple, des 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 et 200 °C à des profondeurs généralement comprises entre 400 et 3000 m, 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. Les caractéristiques des aquifères profonds permettent un échange direct de chaleur sans pompe à chaleur. 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).

L'atteinte des objectifs PPE 3 nécessite une forte croissance du rythme de développement des projets jusqu'en 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 Bureau de recherches géologiques et minières (BRGM) estime que la seule géothermie de surface pourrait apporter jusqu'à 100 TWh de chaleur d'ici quinze à vingt 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 CHALEUR.5

Mettre en œuvre le plan d'action national géothermie

Construit avec les acteurs de la filière, le plan d'action national géothermie publié en février 2023⁵¹ et complété en décembre 2023 vise à accélérer le développement de la géothermie de surface et de la géothermie 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 6000 nouvelles installations par an dans le secteur individuel, et 1000 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.

Le Premier ministre a par ailleurs lancé le 11 avril 2025 une mission visant à accélérer le développement de la géothermie, sous toutes ses formes. Des premières mesures ont été annoncées le 19 juin 2025 et permettront d'accélérer le déploiement des projets. Le suivi de ces nouvelles mesures sera intégré au suivi du plan national géothermie.

51. 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 à 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 en 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 les 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 par le développement de GIST à capteurs vitrés, soutenues par un appel à projets spécifique 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 quatre le parc de capteurs installés dans les secteurs individuel et collectif, et en atteignant 1 million de mètres carrés 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 CHALEUR.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 accroître l'utilisation de la chaleur décarbonée. 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 maîtriser 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 décarbonée 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 matière de consommation énergétique et d'îlot de chaleur.

L'État a donc décidé de fixer également des objectifs pour les quantités de chaleur livrées par les réseaux. Celles-ci devront croître de 26 TWh, dont 64 % de chaleur EnR&R, en 2022, et jusqu'à 53 TWh, dont 75 % de chaleur EnR&R, en 2030, et jusqu'à 68 TWh, dont 80 % de chaleur EnR&R, en 2035, puis jusqu'à 90 TWh, dont 80 % de chaleur EnR&R, en 2035.

CIBLES DE LIVRAISON DE CHALEUR PAR LES RÉSEAUX ET PART RENOUVELABLE (TWh)

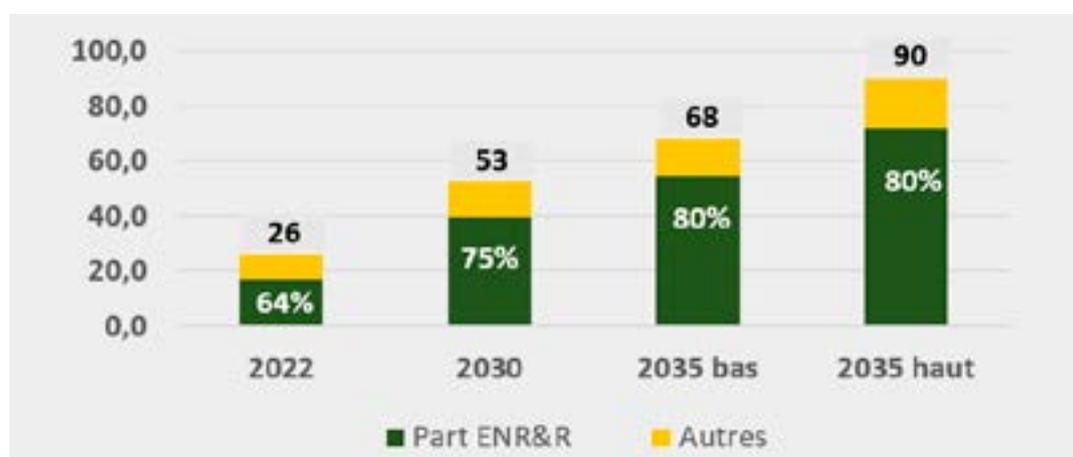


Figure 20. Livraison dans les réseaux de chaleur EnR&R en 2030 et 2035 _Source : DGE

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 million 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.

Il faudra, par ailleurs, un niveau équivalent de livraison de chaleur pour les bâtiments en dehors du secteur résidentiel.

| LIVRAISON 2022 ET OBJECTIFS DE LIVRAISON DE CHALEUR EN TWH | 2022 | 2030 | 2035 seuil bas | 2035 seuil haut |
|---|-------------|-------------|---------------------------|----------------------------|
| QUANTITÉ DE CHALEUR ENR&R | 17 | 39,5 | 54,5 | 72 |
| QUANTITÉ DE CHALEUR TOTALE | 26 | 52,7 | 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'État 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 RÉSEAUX | 1 | 2 | 2,5 | 3 |

ACTION CHALEUR.7

Accélérer le déploiement des réseaux de chaleur et de froid efficaces

De nouveaux outils numériques, notamment les cartographies développées par la start-up d'État 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 5 000 habitants non équipées de réseaux et possédant un potentiel de déploiement seront incitées à réaliser des études de faisabilité. Par ailleurs, les Établissements publics de coopération intercommunale (EPCI) de plus de 45 000 habitants devront réaliser des plans locaux d'approvisionnement en chaleur et en froid, conformément à la directive Efficacité énergétique révisée. Ces programmes d'actions permettront de développer une stratégie locale pour toutes les énergies à usage de chaleur et pour les réseaux associés.

Par ailleurs, les réseaux de chaleur continueront d'être accompagnés par le Fonds Chaleur, qui sera dimensionné en cohérence avec 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 éner-

gies 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 opérations d'intérêt national (OIN), les ORCoD-IN (réhabilitation de copropriétés dégradées, zones d'aménagement concertées au-dessus d'une certaine taille), en conditionnant les financements de l'État et 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 » (pour la part non renouvelable 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.

| RÉCUPÉRATION DE CHALEUR 2022 ET OBJECTIFS DE RÉCUPÉRATION EN TWh | 2022 | 2030 | 2035 seuil bas | 2035 seuil haut |
|--|------|------|----------------|-----------------|
| RÉCUPÉRATION DE CHALEUR FATALE LIVRÉE DANS LES RCU | 3,9 | 13,6 | 21 | 29 |

ACTION CHALEUR.8

Accélérer la récupération 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.

3.1.7. 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 de type chaudière industrielle. Les CSR visent à détourner du stockage (c'est-à-dire de la mise en décharge) des déchets non recyclables, 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 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 pour une économie circulaire (AGEC), qui imposent de valoriser énergétiquement 70 % des déchets non recyclables d'ici à 2025. La valorisation des CSR comme combustible offre un exutoire à une partie de ces 70 % de déchets qui n'a pas pu faire l'objet d'une valorisation matière.

ACTION CHALEUR.9

Soutenir le développement de chaufferies csr

- Poursuivre, via les appels à projet de l'ADEME et selon les ressources, le soutien au développement des chaufferies CSR;
- poursuivre la hausse de la TGAP sur l'enfouissement.

| CONSOMMATION 2022 ET OBJECTIFS DE PRODUCTION DE CHALEUR EN TWh | 2022 | | 2030 | | 2035 | |
|--|-----------|------------|-----------|------------|-----------|------------|
| | seuil bas | seuil haut | seuil bas | seuil haut | seuil bas | seuil haut |
| CSR | 0,2 | 10 | 11 | 11 | 11 | 11 |

3.2. Les carburants liquides



3.2.1. LA PRODUCTION DE PÉTROLE BRUT SUR LE TERRITOIRE FRANÇAIS

En 2023, la production nationale d'hydrocarbures liquides sur le territoire français s'est élevée à 584114 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 au 1^{er} 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 1^{er} janvier 2040.

3.2.2. LE RAFFINAGE

L'activité des six raffineries françaises reste soutenue, notamment depuis l'arrêt des importations de produits raffinés russes. L'avenir de cette activité clé en matière de décarbonation et de sécurité énergétique du pays fait l'objet d'un suivi particulier.

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, courant 2026. Ces transformations pour la transition énergétique nécessitent une adaptation technologique et, par conséquent, des investissements importants.

3.2.3. LES BIOCARBURANTS ET LES CARBURANTS DE SYNTHÈSE

Actuellement, la consommation de biocarburants provient majoritairement de biocarburants de première génération (dits « 1G »), 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.

À 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 transport terrestre.

À moyen et long termes, avec l'électrification du parc et la fin de la vente des véhicules légers neufs à moteur thermique à compter de 2035 ces carburants devront permettre une décarbonation plus forte de la mobilité lourde et intensive difficilement électrifiable (transports aérien et maritime, engins de chantier, engins agricoles et sylvicoles, transports ferroviaire et fluvial, certains transports routiers lourds spécifiques de marchandises et collectifs de voyageurs, pêche, etc.). Les secteurs maritime et aérien, difficiles à électrifier, feront l'objet d'une attention toute particulière. Ainsi, le règlement EU Refuel Aviation fixe un objectif d'incorporation de carburants d'aviation durable (CAD) de 2 % dès 2025, et de 20 % en 2035 (dont 5 % de carburants de synthèse), créant un marché européen de CAD, soutenu par une stratégie de décarbonation de la filière.

Un soutien sera également apporté à une production européenne de carburants de synthèse, gage de souveraineté énergétique. Ces carburants joueront en effet un rôle majeur dans la décarbonation des mobilités lourdes. En cohérence avec les objectifs européens, il s'agit en effet d'inciter à la production de ces carburants en laissant le temps à la filière d'arriver à maturité technologique et de dépasser les enjeux environnementaux actuellement soulevés, afin que les carburants de synthèse permettent, *in fine*, de limiter les pressions et les enjeux de bouclage offre/demande sur la biomasse.

ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION DES TRANSPORTS (TWh)

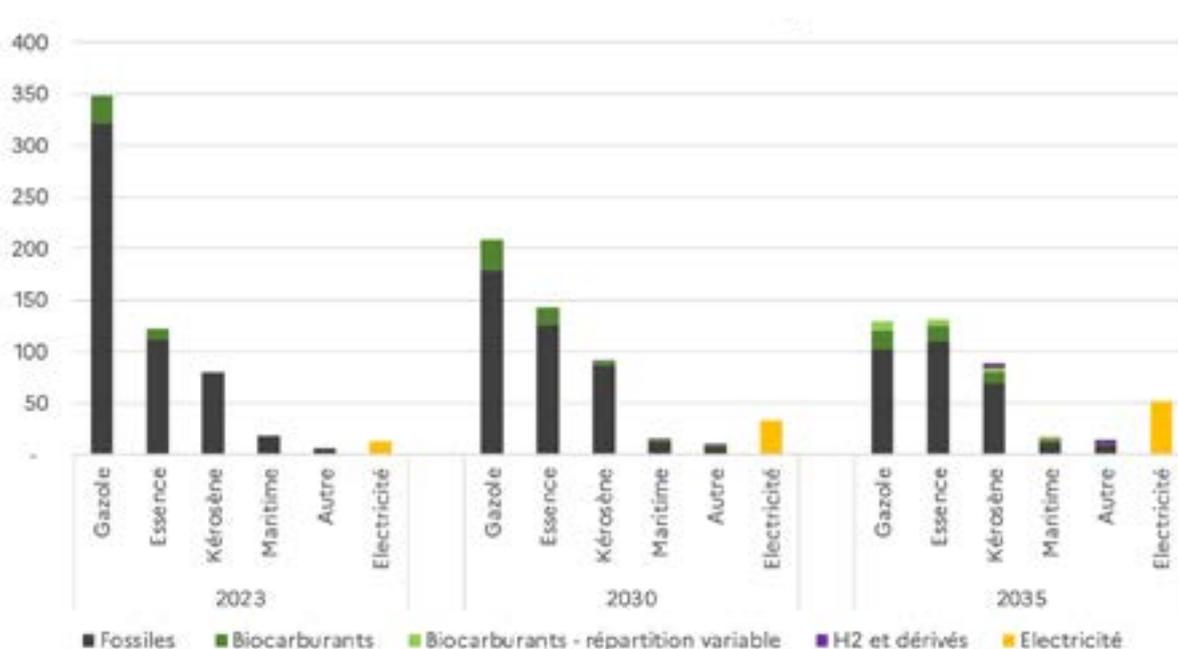


Figure 21. Evolution indicative de la consommation d'énergie des transports.

En 2030, les besoins en biocarburants pour les transports terrestres, aériens et maritimes sont estimés à 55 TWh en métropole.

En 2035, les hypothèses du scénario sous-tendant la PPE 3 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 à une augmentation pour l'agriculture, le transport maritime et le secteur aérien.

La production nationale de biocarburants attendue en 2030 et 2035 est 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).

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 RED III.

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 telle que la représente le graphique ci-dessous :

OBJECTIF NATIONAL DE RÉDUCTION DE L'INTENSITÉ CARBONE DE L'ÉNERGIE DES TRANSPORTS

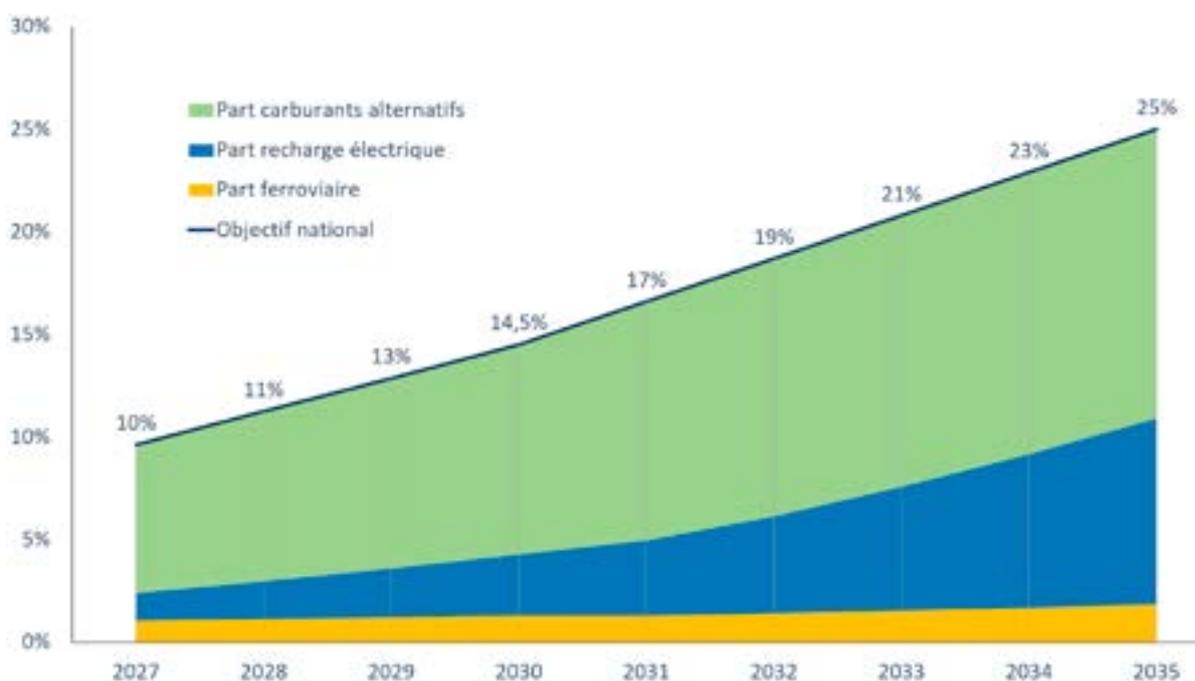


Figure 22. Trajectoire nationale de réduction des émissions de GES dans les transports et contribution des vecteurs énergétiques. À l'horizon 2035, l'objectif de réduction de l'intensité carbone de l'énergie des transports situerait à 25%.

Pour le transport terrestre, l'assiette du mécanisme pourra évoluer afin de prendre en compte le bioGNV et les solutions de décarbonation du gaz de pétrole liquéfié (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...). L'électricité issue de la recharge privée des poids lourds en dépôt pourra être prise en compte.

Pour 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 termes en biomasse, et aménager l'offre de formation initiale et continue.

ACTION CARBURANT.1

Soutenir le déploiement 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, avec au moins 1 % en 2025 et 5,5 % en 2030 de biocarburants avancés et carburants renouvelables d'origine non biologique, pour atteindre une réduction de l'intensité carbone de l'énergie des transports de 14,5 % en 2030. Une consultation publique a été menée entre mai et juin 2025 sur le projet de mécanisme incitant à la réduction de l'intensité carbone des carburants (IRICC) ;
- accompagner durant l'année 2026 l'adaptation de la logistique pétrolière au développement des biocarburants, notamment en incluant les biocarburants dans les réflexions sur le stockage stratégique ;
- orienter progressivement les consommations vers les secteurs qui auront durablement peu d'alternatives (engins lourds de chantier, engins agricoles, transport aérien, transport maritime, transport ferroviaire et fluvial, pêche...).

3.2.4. LE GPL

Le gaz de pétrole liquéfié est utilisé comme combustible et carburant. Bien que ne représentant qu'une faible part de l'énergie primaire consommée en France, il est, pour son utilisation en combustible, un vecteur énergétique important dans les zones hors des réseaux de distribution de gaz. Il est donc clé dans certaines zones rurales. Il sera ainsi étudié dans le cadre de travaux portant sur l'évolution des systèmes électriques, de chauffage et de chauffe-eau, notamment dans les zones rurales. Pour son emploi en tant que carburant, le bioGPL pourra être incité à travers le mécanisme incitant à la réduction de l'intensité carbone des carburants. (voir partie 3.2.3., page 80).

3.3. Le gaz



3.3.1. 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 dis-

tribués en France par le biais de réseaux distincts : 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 quatre 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, approvisionnant environ un tiers des importations françaises de gaz H (33 % en 2023). Les importations de gaz naturel liquéfié ont fortement augmenté, les États-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'accroître ces dernières années, avec la réduction des importations en provenance de Russie et l'augmentation des importations de GNL.

LE CAS PARTICULIER DU GAZ NATUREL À BAS POUVOIR CALORIFIQUE

Les consommateurs de gaz naturel d'une grande partie de la région des 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.

À 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 capacité des différents appareils à gaz (chaudières, chauffe-eaux, gazinières, fours et équipements industriels, etc.) à être alimentés en gaz H. Certains

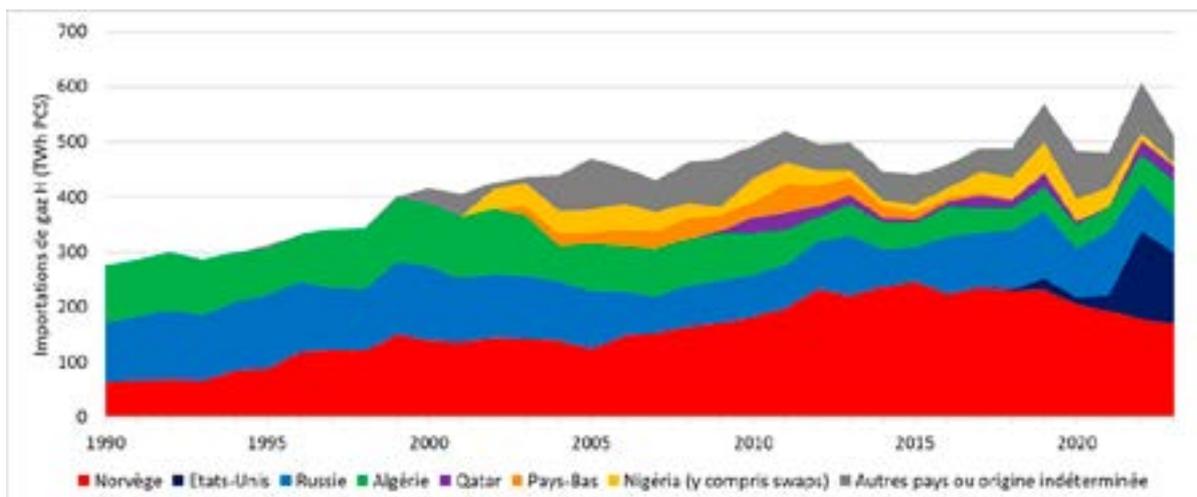


Figure 23. Origine des importations françaises de gaz naturel à haut pouvoir calorifique depuis 1990 – Sources : SDES et GRTgaz

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.

3.3.2. LE GAZ RENOUVELABLE

Au 31 décembre 2024, 731 installations ont injecté du biométhane, après production et épuration de biogaz, dans les réseaux de gaz naturel. Leur capacité s'élève à 13,9 TWh/an, en progression de 15 % par rapport à fin 2023.

En 2030, la PPE 3 fixe un objectif de 44 TWh PCS de biométhane injecté dans le réseau de gaz distribué en France. 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 matière 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 biométhane 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 par méthanisation de biométhane injecté dans le réseau pourrait être comprise entre 47 et 82 TWh PCS, 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.

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'État 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 déploiement des gaz renouvelables

- Définir une trajectoire croissante 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. Un point d'étape sur le dispositif de CPB sera réalisé d'ici à fin 2027, portant notamment sur le fonctionnement de ce nouveau marché, et sur son impact sur le 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 qui doit devenir prioritaire;
- renforcer les contrôles concernant la part des cultures principales autorisée en méthanisation (aujourd'hui fixée à 15 %);
- étudier, en concertation avec la filière et en prenant en compte les enjeux de compétitivité, les moyens de simplifier et de faciliter le déploiement des nouvelles filières de production de gaz renouvelables et bas-carbone, tout en garantissant une utilisation soutenable des ressources mobilisées et l'absence de conflit d'usage.
- définir des sous-objectifs dans le mécanisme de l'IRICC pour accompagner le développement du bioGNV.

3.3.3. L'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, notamment pour l'aérien et le maritime, 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 (SNH) vise la maîtrise de l'ensemble de la chaîne 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 cinq *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'État a annoncé un engagement de près de 9 milliards d'euros d'ici à 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 nécessaires, tant du secteur privé que via les instruments financiers de l'Union européenne, pour soutenir l'hydrogène décarboné.

Les consultations de l'ensemble des parties prenantes, menées entre 2023 et 2024, ont abouti à la mise à jour de la stratégie hydrogène française et à sa publication le 16 avril 2025

La capacité d'électrolyse sera alimentée par le mix électrique français, bas-carbone, ou par des installations de production d'électricité renouvelable spécifiques, en fonction de l'optimum économique de chacune des installations.

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 4,5 GW d'électrolyseurs en 2030. Cette capacité sera alimentée par le mix électrique français, bas-carbone, ou par des installations de production d'électricité renouvelable spécifiques, en fonction de l'optimum économique qui sera trouvé pour chacune des installations. Cette capacité permettra de soutenir une production d'hydrogène électrolytique en cohérence avec les besoins à long terme d'hydrogène bas-carbone identifiés dans la SNBC.

ACTION GAZ.2

Favoriser la consommation d'hydrogène décarboné dans l'industrie et pour la production de carburants de synthèse 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 défend la nécessité d'une approche neutre technologiquement au niveau européen, une vision qui se traduit notamment par l'adoption de l'acte délégué sur l'hydrogène bas-carbone.

La France a pour ambition de voir émerger sur le sol national une filière de production de carburants d'aviation durables de synthèse permettant de produire les quantités estimées nécessaires pour répondre aux mandats de carburants de synthèse pour 2030 et 2035 du règlement européen Refuel EU. Ces carburants de synthèse seraient alors complémentaires aux biocarburants, en particulier pour le maritime et l'aérien.

En plus des différents investissements sur les équipements de la filière hydrogène déjà réalisés, l'État a lancé, le 19 décembre 2024, 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 décarboné, en priorité à proximité des grands pôles de consommation

La production d'hydrogène sera soutenue selon trois axes :

- ➔ les pôles de consommation « centralisés » dans les plus grandes plateformes industrielles (Fos-sur-Mer, Dunkerque, vallée de la chimie et vallée de la Seine ;
- ➔ des pôles « semi-centralisés » autour des plateformes industrielles de plus petite taille ;
- ➔ et, si le bilan économique se confirme, une activité plus diffuse, limitée à des cas d'usage spécifiques ou au besoin d'un maillage pour les mobilités lourdes ou intensives.

Un effort particulier doit être fait pour assurer que, à l'horizon 2030, 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 pertinentes sera ciblé sur des réseaux intrahubs pour alimenter les consommateurs d'hydrogène, 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 consacrer 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 les besoins d'imports, que l'État juge aujourd'hui limités, et leurs implications en matière de développement et de financement d'un réseau de grand transport. Ces perspectives pourraient notamment impliquer à l'avenir l'ammoniac et d'autres dérivés d'hydrogène.

3.4. 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 2023) et renouvelable (environ 29 % en 2023)⁵².

Malgré une baisse globale de la consommation d'énergie, la consommation d'électricité devra 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 nécessite de poursuivre **le développement des énergies électriques décarbonées, et que le parc nucléaire retrouve dans la durée un niveau de production supérieur à celui constaté en 2022.**

La figure ci-dessous représente à cet égard les scénarios de consommation étudiés par RTE dans son dernier Bilan prévisionnel (2025-2035). Ce bilan a été mené en considérant deux trajectoires d'augmentation de la consommation, ainsi qu'un scénario de stagnation utilisé pour conduire des analyses de sensibilité :

- ➔ une première trajectoire (dite « haute »), qui permet d'atteindre les objectifs climatiques et de réindustrialisation de la France, soutenue par une politique d'électrification des usages;
- ➔ une seconde trajectoire (dite « basse »), non compatible avec les objectifs climatiques, qui tirerait les conséquences d'un retard ou d'une moindre ambition sur les différentes composantes du scénario de référence, en particulier en matière d'électrification, et reflétant une situation économique dégradée par rapport à la trajectoire « haute » avec le report ou l'abandon de nombreux projets industriels.

Enfin, les crises récentes observées au niveau mondial, sur les plans géopolitique, énergétique et économique, ainsi que l'accroissement des tensions dans les relations commerciales et sur les chaînes d'approvisionnement, incitent à s'interroger sur les conditions de réussite d'une politique de transition énergétique qui serait menée dans un contexte global plus adverse. Ainsi, et à la suite des premières analyses réalisées dans son précédent bilan prévisionnel, RTE a étudié les

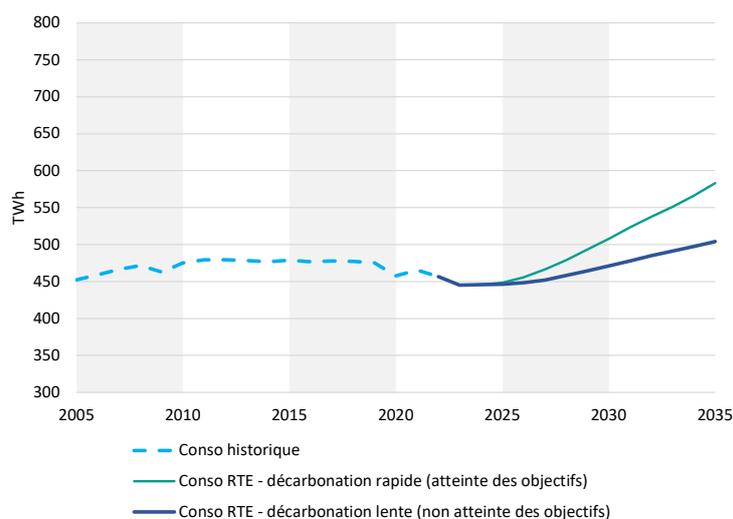


Ligne électrique et éoliennes - ©Laurent Mignaux / Terra

conséquences pour le système électrique d'un parc de production largement surcapacitaire du fait d'une consommation durablement atone. Ce scénario, qui ne doit pas être considéré comme probable, permet à RTE d'effectuer un test de sensibilité de ses analyses, dans une configuration marquée par l'échec des différentes politiques climatiques et économiques.

Ce panorama de scénarios possibles illustre les incertitudes fortes sur la trajectoire future de consommation électrique.

52. <https://analysesetdonnees.rte-france.com/bilan-electrique-2023/production#Vueensemble>



FOCUS MÉTHODOLOGIQUE :
différence entre consommation finale d'électricité et consommation « intérieure d'électricité »

La consommation intérieure d'électricité inclut la consommation finale d'électricité au Périmètre Continental (hors Corse, hors DROM), ainsi que les consommations internes de la branche énergie, dont la production électrolytique d'hydrogène et les pertes de réseau. C'est la grandeur pertinente (utilisée notamment par RTE) pour dimensionner le parc de production, puisqu'elle tient compte des volumes d'électricité consommés de manière intermédiaire, en plus de la consommation d'électricité dans les secteurs d'utilisation finale.

Figure 24. Projection de la consommation intérieure d'électricité à 2030 et 2035 dans différents scénarios construits par RTE – Source : RTE

La SNBC 3 définira une trajectoire cible de consommation électrique pour réussir la première étape de décarbonation de notre économie à moyen terme. Cette trajectoire cible, qui rompt nettement avec la tendance récente de baisse ou stagnation de la consommation, repose sur de grandes hypothèses : réindustrialisation de notre économie, amélioration de l'efficacité énergétique, électrification des usages, etc. En outre, cet exercice de définition d'une trajectoire cible de consommation vise à mieux intégrer les enjeux liés au développement rapide du numérique, qui va se traduire par des augmentations de la consommation d'électricité.

Afin de faire face à ces hausses de consommation, le mix électrique devra s'appuyer 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 le développement continu des énergies renouvelables électriques, en tenant compte des temps de développement propres à chaque filière. Les analyses, dont celles de RTE, présentées initialement dans son rapport « Futurs énergétiques 2050 » publié fin 2021, puis confortées par ses derniers bilans prévisionnels, 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.

La PPE 3 définit des objectifs pour chaque filière de production électrique décarbonée, en cohérence avec les trajectoires proposées par RTE dans son bilan prévisionnel 2025.

La figure 25 représente la trajectoire de production électrique résultant des objectifs fixés par la PPE 3 pour chaque filière de production.

Il convient de noter que, pour assurer l'équilibre offre-demande du système électrique à tout instant, une marge de production doit être prise par rapport au niveau de consommation prévu. En outre, la trajectoire de développement des moyens de production a été définie de sorte à maintenir à l'horizon 2035 un solde exportateur significatif. Comme précisé partie 4.3.1, il est nécessaire de disposer, à tout instant, d'une marge de production par rapport au niveau de consommation prévu, et ce afin d'assurer l'équilibre offre-demande du système électrique et la sécurité d'approvisionnement à tout instant. Le surplus permettra de maintenir un solde exportateur (89TWh net d'export en 2024 par exemple). Dans une approche prudente, il faut également que cette définition des cibles intègre la possibilité que les rythmes de développement des différents moyens de production soient plus longs qu'anticipés, et le risque que des aléas techniques puissent réduire la disponibilité de certains moyens de production.

Ces cibles de production d'électricité décarbonée permettent ainsi de créer les conditions pour l'atteinte de ces objectifs de réindustrialisation et décarbonation sur le court et long terme tout en assurant l'équilibre offre/demande à tout instant et en tenant compte du retard constaté à date sur l'électrification des usages. Enfin, dans l'objectif de maîtriser le risque de sur-capacités en cas de trajectoire de consommation dégradée, il est nécessaire de veiller à piloter et à suivre précisément l'évolution de la consommation électrique (voir Action Conso.7, page 60). En fonction de l'évolution constatée de la consommation électrique, la trajectoire de production pourra être ajustée.

PROJECTION DE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ À 2030 ET 2035

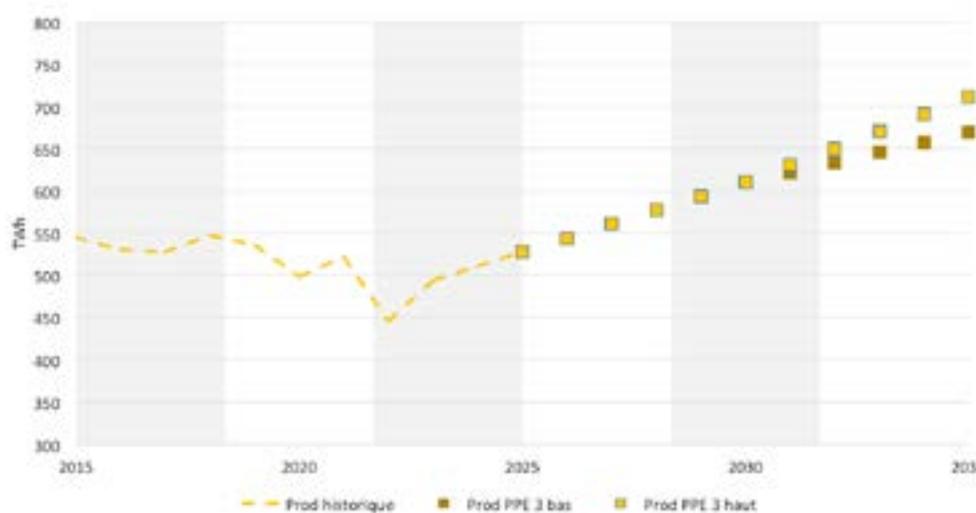


Figure 25. Projection de la production d'électricité à 2030 et 2035 – source : DGEC

Au-delà des projets déjà mis en services ou bien 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, sont prévus :

- **d'ici à 2030**, quatre nouveaux parcs éoliens en mer supplémentaires issus des appels d'offres 1 à 3, qui seront mis en service (les parcs de Saint-Nazaire, de Fécamp et de Saint-Brieuc le sont déjà), **ce qui portera à sept 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 mené en 2024, qui apportera une contribution complémentaire significative, avec **une dizaine de parcs éoliens en mer supplémentaires mis en service** ;
- **après 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**, qui 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 celui d'une production nucléaire de 380 TWh, sur toute la période, l'objectif donné à EDF est d'atteindre un productible nucléaire annuel dépassant 420 TWh. Par rapport à l'année 2023, au cours de laquelle la production nucléaire a été de 320 TWh, cela représente une hausse de production nucléaire de 60 TWh dans le scénario central, et de 100 TWh dans le scénario cible.

Les investissements permettant de retrouver des capacités de gestion à la pointe seront prioritaires. 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 peut-être pas de façon significative, 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.

PROJECTION DE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ À 2030 ET 2035

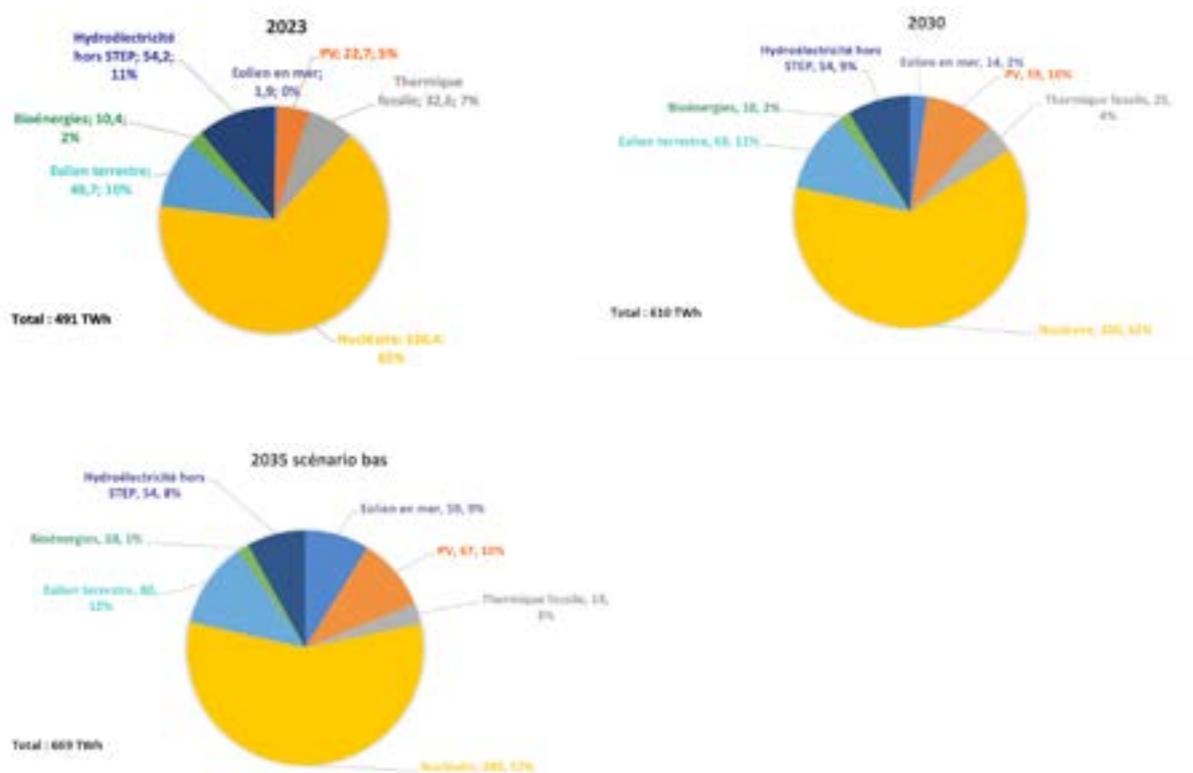


Figure 26. Temporalité des leviers disponibles pour assurer le bouclage énergétique en électricité⁵³ _Source : DGE

Les graphiques en page ci-contre (figure 27) présentent les moyens de production d'électricité aux horizons de la PPE, quand les mesures prévues dans la présente PPE seront adoptées. En 2030, la PPE devrait conduire à une production d'au moins 560TWh d'électricité décarbonée, avec au moins 200TWh (environ 205 TWh) d'électricité d'origine renouvelable, et 380 TWh d'origine nucléaire, soit 34 % de la production d'électricité d'origine renouvelable, et 62 % de la production d'électricité d'origine nucléaire. En 2035, la PPE devrait conduire à une production d'a minima 270 TWh d'électricité d'origine renouvelable, et 380 TWh d'origine nucléaire, soit 40 % de la production d'électricité d'origine renouvelable, et 57 % de la production d'électricité d'origine nucléaire.

53. 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.

MIX ÉLECTRIQUE, CONSTATÉ 2023, SCÉNARIO 2030 ET SCÉNARIO BAS 2035 DE LA PPE 3 :



Figures 27. Mix de production électrique en 2023 et prévisions 2030 et 2035, tel que prévu par la PPE⁵⁴ (volume de production de chaque filière en TWh et part dans le mix en pourcentage)_Source : DGEC

Le troisième plan national d'adaptation au changement climatique prévoit d'intégrer des *stress-tests* modélisant des situations extrêmes (canicule ou vague de froid combinées à des périodes sans vent) permettant d'estimer la résilience du système électrique. Les modélisations sont effectuées par RTE à l'occasion de l'élaboration des bilans prévisionnels.

54. 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 l'horizon 2035.

3.4.1. LES ÉNERGIES RENOUVELABLES ÉLECTRIQUES

En 2030 et 2035, il faudra respectivement **produire environ 67 TWh, et entre 133 et 175 TWh supplémentaires d'électricité à partir d'énergies renouvelables** par rapport à 2023 pour répondre à la croissance de la demande et assurer notre sécurité d'approvisionnement. Ceci sera permis par le déploiement volontariste de l'ensemble des filières (photovoltaïque, éolien et hydroélectricité), **pour atteindre environ 109 GW en 2030, et entre 134 et 164 GW en 2035.**

ACTION ÉLEC.1

Mise à jour de l'évaluation de l'impact du changement climatique sur le système électrique

À l'occasion de la mise à jour du rapport « Futurs énergétiques 2050 » prévue en 2026, qui intégrera les objectifs de la PPE 3, RTE mettra à jour ses modèles climatiques dans ses évaluations de l'impact du changement climatique sur le système électrique, en assurant une cohérence avec la trajectoire de réchauffement de référence pour l'adaptation au changement climatique (TRACC). Ces évolutions permettront de se conformer aux standards scientifiques les plus récents, en collaboration avec différents acteurs de l'énergie et du climat au niveau européen (travaux autour de la Pan-European Climate Database menés avec Copernicus et ENTSO-E), et viseront notamment à passer à une approche multi-modèle et à considérer un climat évolutif en fonction des horizons temporels étudiés. RTE actualisera en particulier :

- les études d'exposition au changement climatique et de vulnérabilité de la production sur l'ensemble des filières et, en particulier, sur les filières d'énergie éolienne et photovoltaïque, à partir de scénarios climatiques tenant compte de tout le spectre des éventualités possibles à différents horizons temporels, y compris en évaluant les conséquences de scénarios à faible probabilité ;
- les études sur les perspectives d'évolution de la disponibilité de la ressource en eau, et ses conséquences pour la production électrique, en prenant notamment en compte les résultats de l'étude Explore2.

La PPE 3 poursuit donc le développement des énergies renouvelables électriques, et les objectifs de puissance (GW) sont fixés, tels qu'apparaissant dans le tableau ci-dessous.

| CAPACITÉ INSTALLÉE EN GW | 2023 ⁵⁵ | 2030 | 2035 |
|-------------------------------|--------------------|------|------------------|
| PHOTOVOLTAÏQUE | 19,3 | 48 | 55 à 80 |
| ÉOLIEN TERRESTRE | 21,9 | 31 | 35 à 40 |
| ÉOLIEN EN MER | 0,84 ⁵⁶ | 3,6 | 15 ⁵⁷ |
| HYDRO-ÉLECTRICITÉ (DONT STEP) | 25,9 | 26,3 | 28,7 |

Le respect des trajectoires présentées ci-dessus permet une production supplémentaire d'électricité d'origine renouvelable de 133 à 175 TWh en 2035 par rapport à 2023.

| ÉNERGIE PRODUITE EN TWh ⁵⁸ | 2023 ⁵⁹ | 2030 | 2035 |
|---|--------------------|------------|------------------|
| PHOTOVOLTAÏQUE | 22,7 | ~59 | 67 – 98 |
| ÉOLIEN TERRESTRE | 48,7 | ~68 | 80 – 91 |
| ÉOLIEN EN MER | 1,9 | ~14 | ~59 |
| HYDRO-ÉLECTRICITÉ (Hors STEP) | 54,2 ⁶⁰ | ~54 | ~54 |
| BIOÉNERGIES POUR LA PRODUCTION ÉLECTRIQUE | 10,4 | 10 | 10 |
| TOTAL | 138 | 205 | 270 – 313 |

SOIT + 133 TWh - 175 TWh
PAR RAPPORT À 2023

55. Source de données SDES, voir tableau synthétique 1.5.

56. Valeur déclarée au 31/12/2023 pour le calcul du montant de la taxe éolienne en mer versée en 2024.

57. Dans la perspective d'atteindre 18 GW en 2037.

58. Les facteurs de charges utilisés : 14 % pour le PV, 25 % en 2030, et 26 % en 2035 pour l'éolien terrestre, et 45 % pour l'éolien en mer.

59. Source de données SDES, voir tableau synthétique 1.5.

60. La valeur énergétique est soumise à l'aléa hydrologique qui peut faire varier la production de près de 20 % d'une année sur l'autre.

ACTION ENR ÉLEC.1

Poursuivre le soutien aux filières industrielles des énergies renouvelables et sécuriser les approvisionnements en matières premières critiques

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'offres, pour renforcer leur autonomie stratégique et leur résilience, en ayant davantage recours à des critères hors-prix, sans pour autant remettre en cause la compétitivité des projets ;
- 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 énergétique (lithium, nickel, cobalt, cuivre, aluminium, terres rares, etc.) pour en maîtriser les chaînes de valeur, de leur extraction jusqu'au recyclage. La France s'est dotée d'une stratégie pour sécuriser les approvisionnements en matières premières, dont les minerais et les 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 à recenser les besoins des filières industrielles essentielles pour la France, à développer sur le territoire l'offre nationale de production la plus large possible (de l'extraction à la transformation et au recyclage), et à sécuriser et à diversifier les approvisionnements au travers de partenariats bilatéraux avec des pays producteurs et par la constitution d'un fonds d'investissement spécifique, doté de 2 Md€, abondé par l'État à hauteur de 500 M€. Ces actions s'ajoutent au soutien aux projets via l'appel à projets France 2030 « Métaux critiques », au C3IV et au fonds d'investissement mis en place par l'État en 2023, et à une mise à jour de l'inventaire minier national, via le lancement d'une campagne de reconnaissance des ressources de notre sous-sol démarrée en 2024.

Caractériser les besoins en compétences et mettre en place en co-construction entre l'État, 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.

Prévoir dans les dispositifs de soutien aux énergies renouvelables des mesures encourageant le recyclage des composants.

ACTION ENR ÉLEC.2

Optimiser les dispositifs de soutien public au regard de l'impératif de maîtrise de la dépense 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.
- Évaluer 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, vis-à-vis de l'objectif de sécurisation des projets et d'optimisation de la dépense publique.
- Les dispositifs de soutien permettront de responsabiliser les producteurs, notamment pour que leur production soit en phase avec les besoins du système électrique.

ACTION ENR ÉLEC.3

Accélérer la planification des ENR au niveau local issue de la loi d'accélération de la production d'énergies 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) (*voir partie 7.2., page 198*).
- 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 (SNB).

En complément du lancement des appels d'offres, la PPE prévoit des **objectifs indicatifs de développement de capacités industrielles de production** de composants et d'équipements en France pour les installations de production d'électricité renouvelable.

| Capacité de production industrielle Au 31 décembre, en GW/an | 2030 | 2035 |
|---|---------|--------|
| PHOTOVOLTAÏQUE | | |
| Modules | 5 | 5 à 10 |
| Cellules | 5 | 5 à 10 |
| Wafers | 3 | 3 à 5 |
| Lingots | 3 | 3 à 5 |
| ÉOLIEN EN MER | | |
| Pales | 2 | 2 à 3 |
| Nacelles | 1 à 2 | 2 |
| Fondations flottantes | 1 | 1 à 2 |
| Aimants permanents | 0,5 à 1 | 1 |
| Sous-stations | 2 | 1 à 2 |
| Câbles HVDC | 2 | 2 |

Aucun objectif indicatif n'a été fixé pour la filière **petite hydroélectricité**, dont la chaîne de valeur est déjà très majoritairement française ou européenne.

Concernant l'**éolien terrestre**, il sera porté une attention particulière à conserver une chaîne de valeur française ou européenne, comme cela est actuellement le cas. À cet effet, les autorisations accordées (à la fois au niveau des modèles et des tailles de machines) devront être compatibles avec cet objectif industriel.

3.4.1.1. Le photovoltaïque

Le rythme de capacités à attribuer ou à contractualiser pour le développement du photovoltaïque ne pourra pas excéder 2,9GW par an d'ici à 2028. Il sera ensuite a priori de 5GW/an mais pourra être ajusté, à la hausse ou à la baisse, en tenant compte notamment des prévisions d'évolution de la consommation d'électricité et de développement des flexibilités, afin d'assurer une contribution optimale à l'équilibre offre-demande. En sus de ces objectifs, des consultations seront menées pour explorer les bénéfices à lier le développement des flexibilités et l'électrification avec les soutiens aux capacités photovoltaïques, et lancer des expérimentations le cas échéant.

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).

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 et 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 répartition équilibrée 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).

À titre indicatif, la répartition pressentie serait la suivante :

- 41 % sur petites et moyennes toitures ;
- 5 % sur petites installations au sol ;
- 54 % sur grandes installations, correspondant à 38 % au sol et à 16 % 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 page 101).

Le développement de ces différents types de photovoltaïque a vocation à être concomitant.

→ Accompagner l'émergence des projets agrivoltaïques à la suite de la mise en place récente du cadre réglementaire de l'agrivoltaïsme en application de l'article 54 de la loi APER, 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 et en encourageant leurs retombées industrielles (voir ENR Élec.1, page 96).

Afin de respecter l'objectif 2030 pour le photovoltaïque (PV), le rythme annuel de capacités à attribuer ou à contractualiser⁶¹ (en GW par an) pourrait être celui indiqué dans le tableau ci-dessous. Jusqu'à 2028 (inclus), le volume des capacités bénéficiant d'un soutien public ne peut excéder 2,9GW par an.

| 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
|------------|------------|------------|------|------|
| Max : 2,9* | Max : 2,9* | Max : 2,9* | 5** | 5** |

Figure 28. Rythmes de développement du photovoltaïque pour la période 2026-2030

* Rythmes prévus par le II de l'article 3 du décret PPE2

** Ces objectifs pourraient être ajustés, à la baisse ou à la hausse, en tenant compte notamment des prévisions d'évolution de la consommation d'électricité, de développement des installations photovoltaïques et des autres moyens de production, et de développement des flexibilités décarbonées. Cet ajustement sera réalisé sur la base des données issues du tableau de bord électrification [ACTION CONSO.7] ainsi que des indicateurs de flexibilités définis à l'action APPRO.ELEC 3. Une révision simplifiée de la PPE pourrait être lancée en 2027 à ce titre.

Pour contribuer aux objectifs ci-dessus, il est prévu à titre indicatif de lancer les procédures de mise en concurrence suivantes pour le photovoltaïque après 2028* :

- ➔ pour le photovoltaïque au sol : deux appels d'offres par an, à hauteur d'environ 1 GW par période (hors renouvellement).
- ➔ pour le photovoltaïque sur bâtiment : trois appels d'offres par an, à hauteur d'environ 300 MW par période (hors renouvellement). Ces volumes pourront être ajustés selon les évolutions apportées aux autres dispositifs de soutien.
- ➔ Pour le petit photovoltaïque sur bâtiment (100-500kWc) : plusieurs périodes par an, à hauteur de 1,4 GWc par an au total. Ce volume pourra être ajusté selon les évolutions apportées aux autres dispositifs de soutien.

Ces appels d'offres seront complétés par un appel d'offres neutre technologiquement par an, c'est-à-dire portant sur du photovoltaïque, de l'hydroélectricité

et de l'éolien terrestre, à hauteur d'environ 500 MW par période après 2028. Avant 2028, le volume appelé dans cet AO neutre sera défini en prenant en compte le volume photovoltaïque souhaité sur l'année.

Enfin ces appels d'offres seront complétés par un soutien par arrêtés tarifaires pour les plus petites installations. Les modalités de ces arrêtés pourraient évoluer afin que les volumes soutenus soient davantage pilotables.

Jusqu'en 2028, la répartition des volumes appelés tendra vers la répartition indicative prévue à l'ACTION PV.1., dans la limite du plafond de 2,9GW par an de puissance soutenue.

Pour l'agrivoltaïsme, en fonction de la maturité économique de la filière, ces projets seront soutenus par l'intermédiaire des AO PV sol et PV sur bâtiment, ou par un appel d'offres spécifique, dont la puissance viendra en déduction de celle allouée aux appels d'offres précédents.

**Le cas échéant, ces volumes pourraient être ajustés en cas de révision de la PPE.*

61. En prenant l'hypothèse d'un taux de chute de 20% des projets

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 quatre 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 complétées par un décret en Conseil d'État, 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, signé le 5 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). À 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 0,5 MW/ha). D'autres vecteurs de développement du photovoltaïque devant être activés en priorité (parkings et bâtiments, friches et terrains délaissés), seule une très 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. La connaissance du potentiel et du développement de l'agrivoltaïsme continuera à être affinée, notamment en lien avec l'observatoire de l'agrivoltaïsme de l'ADEME.

ACTION PV.2

Planter des usines en France

La France s'appuie sur des projets d'implantation de plusieurs usines sur son territoire, qui pourraient permettre de produire jusqu'à 10 GW de composants sur divers maillons stratégiques de la chaîne de valeur d'ici à 2035 (3 à 5 GW sur la chaîne de valeur du silicium, 3 à 5 GW de lingots & wafers, 5 à 10 GW de cellules et modules). Cette implantation devra se faire dans une logique de maîtrise de la dépense publique.

3.4.1.2. L'éolien terrestre

Pour atteindre l'objectif de maintenir le rythme de développement de l'éolien terrestre à environ +1,3 GW/an avec une répartition plus équilibrée entre les territoires, les mesures de la présente PPE sont répertoriées dans l'encadré Action Éol Terr1 ci-dessous.

ACTION ÉOL TERR.1

Poursuivre un développement maîtrisé de l'éolien terrestre en maintenant la haute qualité environnementale des projets

- Poursuivre les appels d'offres afin d'assurer une rentabilité raisonnable aux projets, et accompagner ainsi le développement de l'éolien terrestre, en prenant en compte les projets de renouvellement, pour atteindre l'objectif de maintenir le rythme de développement à environ +1,3 GW/an. Le renouvellement des parcs existants sera privilégié et facilité.
- permettre la poursuite du recours à une filière européenne de l'éolien terrestre, en tenant compte de cet objectif au sein des appels d'offres et pour les autorisations des parcs (règlement NZIA, taille des machines...);
- 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, menant à 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 minimiser.

Pour contribuer aux objectifs énoncés ci-contre, il est prévu à titre indicatif de lancer des procédures de mise en concurrence pour l'éolien terrestre jusqu'en 2035 : deux appels d'offres par an à hauteur d'environ 800 MW par période (hors renouvellement) à compter du premier semestre 2026. Le renouvellement des parcs existants sera privilégié.

Ces appels d'offres seront complétés par un appel d'offres neutre technologiquement par an, c'est-à-dire portant sur du photovoltaïque, de l'hydroélectricité et de l'éolien terrestre à hauteur d'environ 500 MW par période après 2028. Jusqu'à 2028, le volume appelé dans cet appel d'offre neutre dépendra des volumes souhaités sur le photovoltaïque.

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

UN OBJECTIF : VISER 15 GW DE PUISSANCE INSTALLÉE EN 2035 EN ÉLABORANT UNE PLANIFICATION PAR FAÇADE MARITIME, EN LANCANT DES PROCÉDURES CONDUISANT À L'ATTRIBUTION, D'ICI À FIN 2026, DE JUSQU'À 10 GW DE PUISSANCE SUPPLÉMENTAIRE, ET EN POURSUIVANT LE DÉVELOPPEMENT DE LA FILIÈRE DE L'ÉOLIEN 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 9,5 GW. **L'enjeu sera ensuite d'atteindre au moins 15 GW de puissance installée en 2035 et 18 GW en 2037, 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 d'au moins 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 (mise en service entre 2040 et 2050). Ces différentes zones ont été intégrées à la décision interministérielle du 17 octobre 2024.

Pour sécuriser la trajectoire à 2035, la PPE 3 prévoit notamment d'attribuer de l'ordre de 8 à 10 GW supplémentaires⁶² d'ici à fin 2026 (AO10), dans des localisations identifiées à l'issue des débats publics passés. 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.



Parc éolien en mer du banc de Guérande - ©Tim Fox

| Appel d'offres | Date prévisionnelle d'attribution | Puissance | Localisation | Puissance cumulée |
|----------------|--|-------------------|--|---|
| AO7 | Déclaré infructueux en septembre 2025, travaux en cours sur les modalités de relance | 1,2 GW | Sud-Atlantique | 6,6 GW |
| AO8 | Attribué en septembre 2025 | 1,5 GW | Centre-Manche | 8,1 GW |
| AO9 | Été 2026 | 1,5 GW | Bretagne-Sud (0,5 GW) Méditerranée (2x0,5 GW) | 9,6 GW |
| AO10 | Fin 2026 | Environ 8 à 10 GW | Multi-façades | 15 GW en service en 2035 ^{62b} |
| AO11 et plus | 2030-2031 | Selon AO 10* | Multi-façades | 26 GW en service en 2040 |

* Pour atteindre au moins 26 GW cumulés.

Figure 29. Appels d'offres éolien en mer effectués et envisagés sur la période 2025 - 2035

La répartition géographique et la répartition entre technologies posé et flottant des parcs des appels d'offres 10 et suivants tiendra notamment compte de la cartographie jointe à la décision interministérielle du 17 octobre 2024.

Au-delà de **l'objectif d'une puissance cumulée de 26 GW attribuée d'ici à 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 sera lancé au raz Blanchard, avec un objectif d'attribution d'ici à 2030**. Selon les résultats du premier appel d'offres et l'évolution des coûts de la technologie, **un ou plusieurs appels d'offres complémentaires** pourront être lancés, notamment sur la même zone. La temporalité sera précisée en fonction des études réseaux lancées par RTE pour le raccordement de ces projets.

La conduite de ces projets aura lieu en assurant un haut niveau de prise en compte des enjeux environnementaux, notamment vis-à-vis de l'avifaune, et de pêche.

62. Sous réserve des capacités de raccordement au réseau électrique.
62bis. Dans la perspective d'atteindre 18 GW en 2037.

ACTION ÉNER MAR.1

Passer d'une logique de développement projet par projet à une planification globale par façade maritime

→ Inclure pleinement l'éolien en mer dans la révision des 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) et en prenant en compte les différents enjeux (contraintes techniques, environnement, paysage, pêche...), conformément à la décision du 17 octobre 2024;

→ 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 à fin 2026 un appel d'offres de l'ordre de 8 à 10 GW d'éolien en mer (incluant des projets flottants et posés) sur les zones issues des débats publics et notamment de l'exercice de planification éolien en mer mené en 2024, de façon à assurer l'atteinte de **15 GW mis en service à l'horizon 2035 et 18 GW en 2037**;

→ lancer et attribuer d'ici à 2030-2031 un ou plusieurs appels d'offres sur les zones issues des débats publics et notamment de l'exercice de planification éolien en mer mené en 2024, de façon à atteindre 26 GW mis en service en 2040;

→ accompagner l'adaptation du système portuaire métropolitain au développement de l'éolien en mer, notamment flottant;

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

→ un appel d'offres hydrolien de **250 MW** sera lancé au raz Blanchard, avec un objectif d'attribution d'ici à **2030**. Selon les résultats du premier appel d'offres et l'évolution des coûts de la technologie, **un ou plusieurs appels d'offres complémentaires pourront être lancés, notamment sur la même zone**. La temporalité sera précisée en fonction des études réseaux lancées par RTE pour le raccordement de ces projets;

→ continuer à suivre le potentiel, le coût et la faisabilité des autres énergies renouvelables marines (dont l'énergie osmotique, l'énergie houlomotrice et l'énergie marémotrice).

ACTION ÉNER MAR.2

Créer des pôles de fabrication et d'assemblage en France

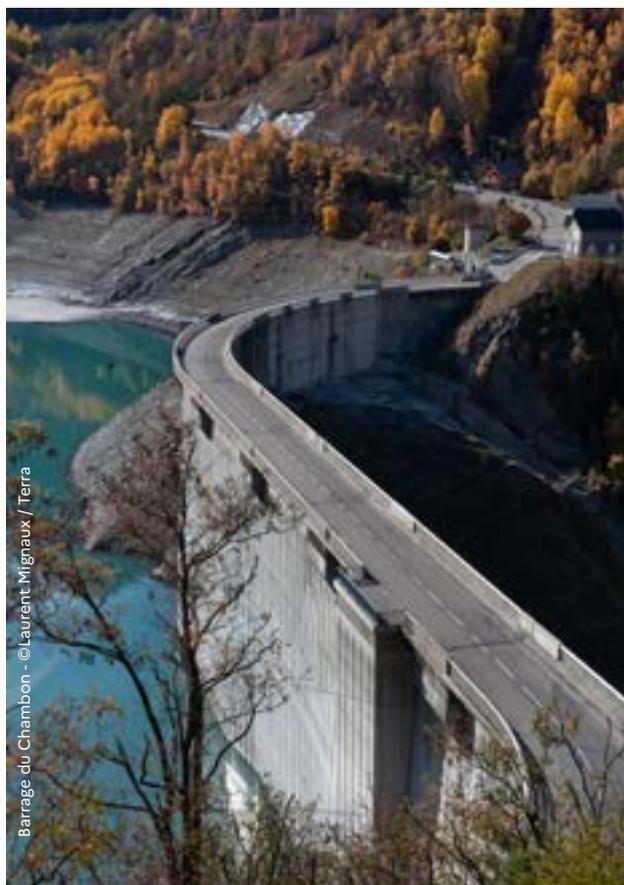
La France soutient, d'une part, l'investissement dans les sites industriels existants (fabrication de pales et de nacelles) et, d'autre part, le développement de l'offre industrielle pour la fabrication des fondations et des turbines, et de leurs sous-composants clés (aimants permanents, etc.), ainsi que des matériels nécessaires à la connexion au réseau (postes électriques en mer, câbles de raccordement haute tension), ainsi que l'adaptation du système portuaire métropolitain au service du développement et de 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'au moins 500 MW/an sur chaque façade maritime d'ici à 2030, de façon à mettre en service au moins **15 GW en 2035** et 45 GW en 2050.

3.4.1.4. L'hydroélectricité

L'hydroélectricité constitue aujourd'hui la première source d'électricité renouvelable de l'Hexagone (plus de 40 % de la production électrique renouvelable et une puissance totale de 25,9 GW en 2023). **L'objectif sera d'augmenter les capacités installées de 2,8 GW à l'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 titre indicatif, de l'ordre de 610 MW sur des installations de plus de 4,5 MW, et 440 MW sur des installations de moins de 4,5 MW.**

Le troisième Plan national d'adaptation au changement climatique prévoit plusieurs actions permettant d'assurer la résilience des installations de production d'hydroélectricité, tout en maintenant un haut niveau de production, dans le cadre d'une gestion du parc rassemblant des ouvrages d'âges variés :

1. poursuite de l'intégration par les exploitants des études pour estimer les conséquences du changement climatique sur l'hydrologie (Explore2 et ses dérivées) ;
2. poursuivre de la prise en compte des effets du changement climatique, au titre de la sûreté des ouvrages, notamment par des mises à jour régulières des études de dangers et par la mise en conformité des ouvrages hydrauliques ;
3. Intégration des autres enjeux autour de la ressource en eau au sein des retenues hydroélectriques, avec des études sur les STEP à vocation multi-usage.



ACTION HYDRO.1

Augmenter les capacités hydroélectriques et la flexibilité du parc, notamment des grandes installations (y compris STEP)

→ Augmenter les capacités de grande hydroélectricité (au-delà de 4,5 MW, et incluant le développement des STEP) de **plus de 2 300 MW d'ici à 2035**, notamment par l'optimisation et par le suréquipement d'aménagements existants à travers, par exemple, l'adaptation des cadres économique et juridique existants, notamment en vue de sortir des précontentieux européens autour 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 augmenter les capacités de **près de 440 MW d'ici à 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.

3.4.1.5. 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.

Le soutien à de nouvelles installations en cogénération biogaz pour la production d'électricité ne sera plus possible, au regard de cette orientation en faveur de l'injection et des coûts de cette filière. Pour ces installations, un travail est mené sur leur conversion à l'injection.

Toutefois, 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 production de bioGNV à la ferme et le portage du biogaz ou du biométhane pourront être encouragés, notamment lorsque la biomasse disponible se trouve trop éloignée des sites de raccordement au réseau.

3.4.2. 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 finaux 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 notamment des critères de proximité géographique définis par arrêté. L'arrêté du 21 novembre 2019 modifié fixe une puissance maximale de 5 MW – 0,5 MW en zone non interconnectée (ZNI) – et une distance maximale de 2 kilomètres entre les participants les plus éloignés pour une même opération. Cette distance maximale peut être étendue à 10 et 20 kilomètres en zone rurale et péri-urbaine ou à l'échelle d'un EPCI à fiscalité propre si l'ensemble des participants sont investis d'une mission de service public. Dans ce dernier cas, la limite de puissance est portée à 10 MW.

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 30 MW. Le rythme de déploiement de ces opérations est également élevé, et leur nombre double tous les ans⁶³.

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

- **la maîtrise de la facture d'électricité et le 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 reposant 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 ;
- **la création de lien social et de l'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, les particuliers et les PME s'associent ainsi au sein d'un projet énergétique leur assurant des bénéfices communs, notamment économiques.

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).



63. D'après les chiffres de l'Observatoire français de la transition écologique d'Enedis (qui couvre environ 95 % du réseau de distribution).

ACTION AUTOCONSO.1

Inscrire l'autoconsommation dans le paysage de la transition énergétique pour le développement de tous les types d'énergies renouvelables

→ Maintenir le soutien de l'État à l'autoconsommation pour le résidentiel, les collectivités ou les entreprises ;

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

L'État **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, possibilité 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.

Le développement de projets énergétiques à gouvernance locale et partagée doit également être encouragé pour doter les territoires des outils nécessaires à une transition énergétique réussie. Des critères de notation liés à la « gouvernance partagée » et au « financement collectif » sont ainsi intégrés dans les appels d'offres pour les énergies renouvelables terrestres, valorisant les projets portés par des communautés locales ou des citoyens.

De plus, depuis la parution du décret du 26 décembre 2023, la structuration des communautés énergétiques – dont l'objectif principal est de générer des bénéfices sociaux, environnementaux et économiques pour les territoires – est désormais encadrée et facilitée. Ces initiatives illustrent l'engagement de la France à promouvoir des solutions locales et innovantes, en phase avec ses ambitions climatiques et énergétiques.

3.4.3. LE NUCLÉAIRE

Le parc nucléaire français est constitué de 57 réacteurs de production d'électricité répartis sur 18 sites, 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 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 2024 la production de 362 TWh, soit environ 67% de la production d'électricité française totale.



Vue des aéroréfrigérants de la centrale de Cattenom ©Arnaud Bouissou / Terra

LES RÉACTEURS ÉLECTRONUCLÉAIRES FRANÇAIS EN FONCTIONNEMENT EN 2024



Figure 30. 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 duquel 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 et de radioprotection (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 ont été mis en service au cours d'une période de quinze années environ, entre 1979 et 1994. À la fin de l'année 2024, la durée de fonctionnement des réacteurs en service en France était comprise entre vingt-deux ans (Civaux 2) et quarante-cinq ans (Bugey 2), pour une moyenne de trente-huit 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 énergétiques 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 », voir schéma, page suivante); 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.

ILLUSTRATION DU RISQUE D'« EFFET FALAISE » EN CAS D'ARRÊTS DE NOMBREUX RÉACTEURS EN FONCTIONNEMENT PENDANT UNE PÉRIODE RELATIVEMENT BRÈVE

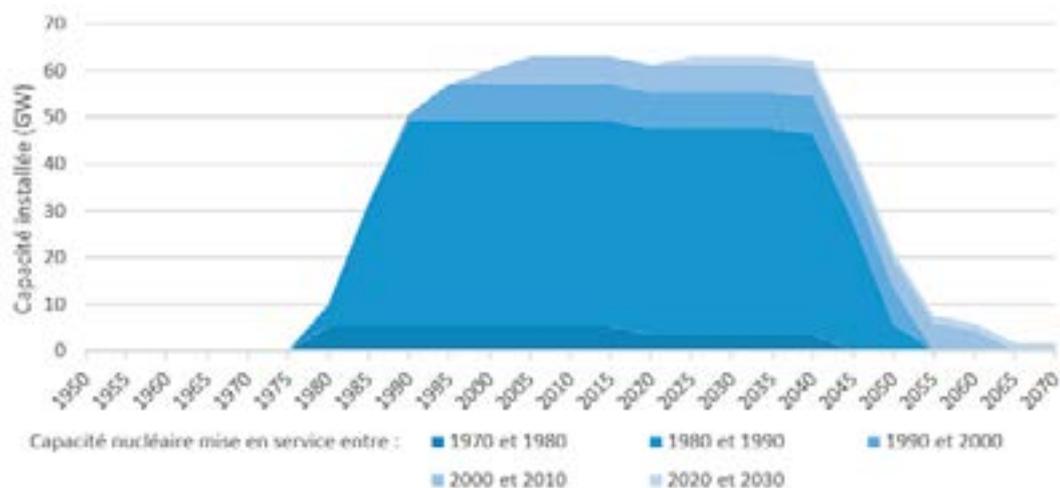


Figure 31. Illustration du risque d'« effet falaise » en cas d'arrêts de nombreux réacteurs en fonctionnement pendant une période relativement brève

De façon complémentaire, dans la perspective de la mise à l'arrêt à terme d'une majorité des réacteurs actuellement en fonctionnement, sur une période relativement brève, la Programmation pluriannuelle de l'énergie 2019-2028 (PPE 2) 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 1650 MWe). Il est adapté aux caractéristiques du réseau électrique français ;
- ➔ le développement de petits réacteurs modulaires (*small modular reactors*, SMR), 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.

LES INSTALLATIONS FRANÇAISES DU CYCLE DU COMBUSTIBLE NUCLÉAIRE EN 2024

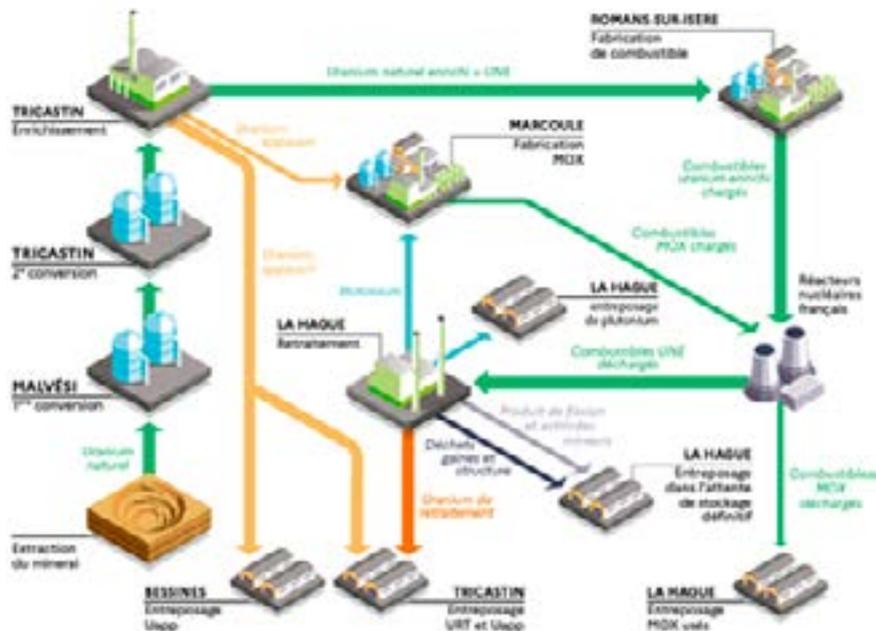


Figure 32. Les installations françaises du cycle du combustible nucléaire en 2024

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. Le plutonium issu du retraitement est utilisé, dans l'usine Mélox de Marcoule, pour la fabrication de combustibles MOX⁶⁴, 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. 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 géopolitiques 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 Commissariat à l'énergie atomique (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 ce qui concerne la 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 dans l'économie des ressources en uranium, à hauteur de 40 % par rapport à un cycle ouvert.

64. Uapp : uranium appauvri ; URT : uranium de retraitement ; MOX : voir ci-dessous. 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 les 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. Ceux-ci 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 réacteurs électronucléaires après 50 ans, puis 60 ans voire au-delà, tant que toutes les exigences de sûreté applicables sont respectées

Le fonctionnement des réacteurs électronucléaires existants sera poursuivi en prenant en compte les meilleures pratiques internationales, y compris pour leur permettre de fonctionner après cinquante ans, puis soixante ans d'exploitation voire au-delà, 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'ARS, pour préciser les perspectives de fonctionnement du parc nucléaire existant après cinquante ans et après soixante ans, en incluant les réflexions nécessaires sur l'adaptation des réacteurs au changement climatique.

ACTION NUC.2

Augmenter la puissance disponible des réacteurs existants et retrouver les meilleurs niveaux de performance opérationnelle

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'État fixe à EDF l'objectif d'atteindre un productible nucléaire dépassant 420 TWh d'ici à 2030, une hypothèse de production de 380 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 réacteurs EPR2 porté par EDF

EDF porte un programme de construction de six nouveaux réacteurs nucléaires de type EPR2, à raison de deux réacteurs sur le site de Penly, de deux sur le site de Gravelines et de deux sur le site de Bugey. L'État 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'étude d'un éventuel renforcement du programme électronucléaire

L'État 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 à 2026, de prendre une décision sur la réalisation d'un éventuel second palier d'au moins 13 GW, correspondant à la capacité de huit EPR2 dans leur conception actuelle, dans la perspective d'engager leur construction au plus tard en 2030.

ACTION NUC.5

Encourager le développement des SMR et de petits réacteurs innovants

L'État 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 du début de la décennie 2030. Cet objectif pourra être actualisé d'ici à cette échéance. L'État 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'État 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 stratégie de retraitement et de valorisation du combustible nucléaire 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 la fermeture du cycle du combustible. Dans la perspective de renouveler les installations de l'aval du cycle nucléaire, la filière nucléaire mènera, d'ici à la fin de l'année 2026, sous la supervision de l'État, 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 y compris la constitution de réserves et la requalification de telles matières après avis de l'Autorité de sûreté nucléaire, la sécurité d'approvisionnement et la maîtrise des coûts.

ACTION NUC.7

Définir une nouvelle feuille de route et engager les travaux relatifs à la fermeture du cycle et à 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 sont de l'ordre de vingt ans.

La filière poursuivra ses travaux relatifs au multi-recyclage en REP et les inclura dans une feuille de route qu'elle définira au plus tard d'ici à 2026, en lien avec le CEA, en vue d'identifier les jalons technologiques et décisionnels, notamment s'agissant de la construction d'un démonstrateur, 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 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 filière industrielle européenne 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 capacité de recherche à la pointe dans le secteur nucléaire sur l'ensemble des priorités de la politique nucléaire menée par l'état

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 à la pointe dans le secteur nucléaire sur l'ensemble des priorités de la politique nucléaire menée par l'État.

Au cours de la PPE3, 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.

3.4.4. LE PARC THERMIQUE

La loi Énergie et Climat de 2019 avait prévu des outils règlementaires permettant la fermeture des dernières centrales à charbon. La centrale à 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 pour les centrales utilisant à titre principal d'autres combustibles fossiles que le gaz naturel et le charbon) ne peut être autorisée.

À 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 et 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** (voire partie 5, page 149).

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 du parc de production au charbon à l'horizon 2027 est compatible avec le respect du critère de sécurité d'approvisionnement, étant donné l'évolution des capacités de production envisagées 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 à 2027, avec une conversion vers d'autres types de combustibles dans le cadre de la loi n° 2025-336 du 14 avril 2025 visant à convertir des centrales à charbon vers des combustibles moins émetteurs en dioxyde de carbone pour permettre une transition écologique plus juste socialement, ou un changement de vocation industrielle du site.

Les perspectives pour les deux dernières centrales fonctionnant à partir de charbon ont été clarifiées par les exploitants :

→ Gazel Energie a annoncé son projet de conversion en tout ou partie au biogaz de la centrale de Saint-Avold. La loi n° 2025-336 du 14 avril 2025 visant à convertir des centrales à charbon vers des combustibles moins émetteurs en dioxyde de carbone pour permettre une transition écologique plus juste socialement a créé les conditions juridiques permettant cette transition.

→ En application de cette même loi, EDF a présenté un plan de conversion de la centrale de Cordemais, à la lumière duquel elle a confirmé sa décision de fermeture de cette centrale et de conversion industrielle du site, par la création d'une usine de préfabrication de tuyauteries nucléaires sur le site.

En revanche, les centrales à gaz et les 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 l'horizon 2030.

Ainsi, les orientations de la PPE 2 relatives aux centrales de production d'électricité à partir d'énergies fossiles seront poursuivies dans la PPE 3.

ACTION THERM.1

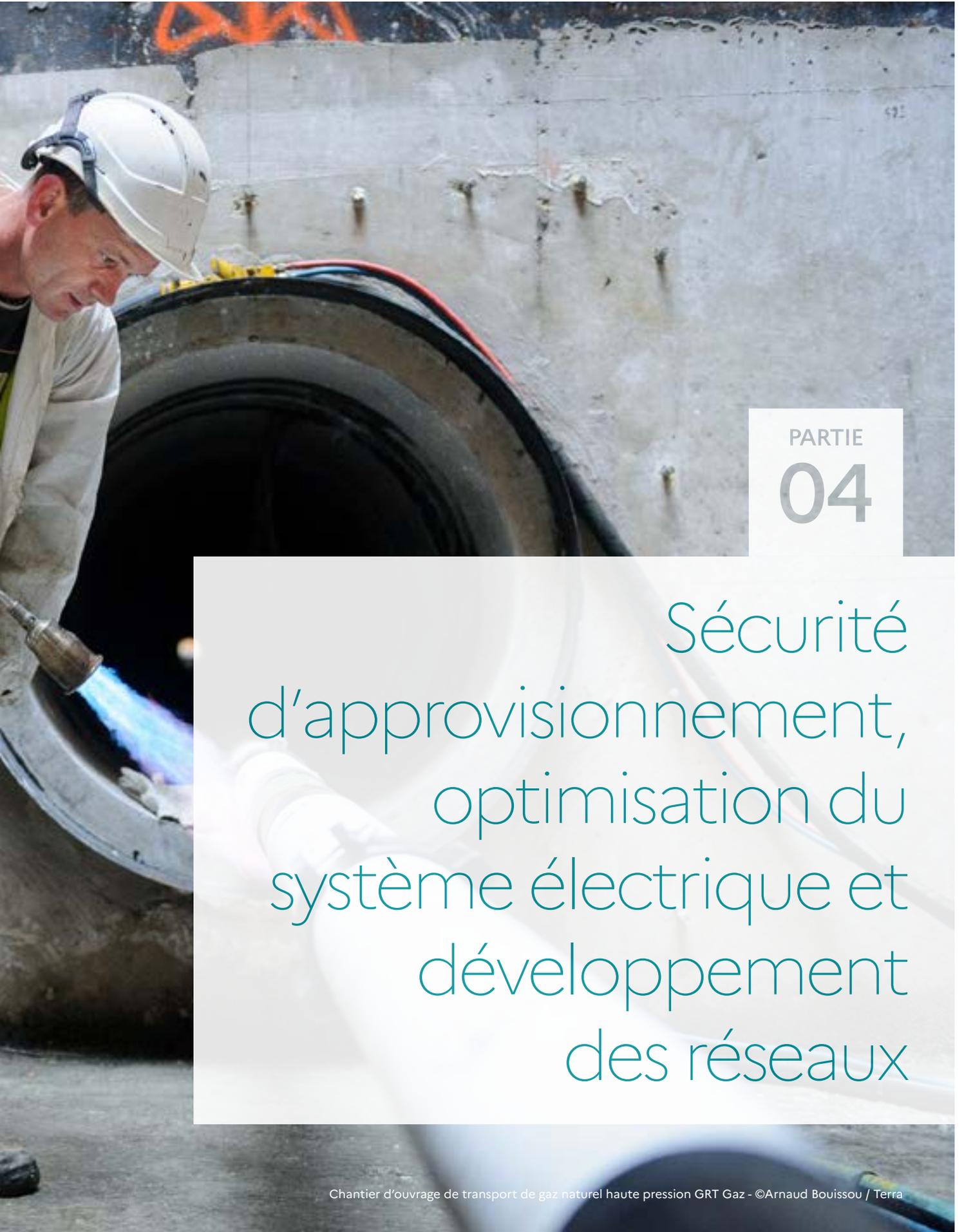
Décarboner le parc thermique d'ici 2027

→ **Accompagner le lancement d'études ou de sites pilotes**, par les exploitants, pour la conversion de centrales thermiques existantes en ayant recours à des combustibles moins émetteurs en CO₂, dans une perspective de décarbonation à 100 %, avec une attention particulière portée aux enjeux de disponibilité de la biomasse.

→ **Organiser et accompagner** la fin de la production d'électricité à partir de charbon.

→ **Engager une conversion progressive** aux bioliquides des centrales thermiques de pointe de production d'électricité à partir de fioul à l'horizon 2030, lorsque la faisabilité en aura été démontrée, avec une attention particulière aux enjeux de disponibilité et de durabilité des biocarburants utilisés.





PARTIE

04

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

La sécurité d’approvisionnement peut se définir comme étant 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 clés.

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 États 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 le 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 à 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 (flexibilité 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 ce que stipule à la fois la réglementation européenne (directive 2006/67/CE) et l'engagement de la France auprès de l'Agence internationale de l'énergie (AIE).

L'État 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-service 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. Une attention particulière sera également apportée à ne pas créer une dépendance aux imports de matière première, via une diversification des approvisionnements. Dans cette optique, la problématique du bouclage biomasse est centrale au sein de la PPE. Les actions prévues pour l'adaptation des réseaux sont présentées dans la partie 4.6.2., page 137.

4.1.1. ENJEUX NATIONAUX : RAFFINAGE ET STOCKS STRATÉGIQUES

Raffinage

L'activité de raffinage en France (voir partie 3.2.2., page 84) est un facteur de résilience énergétique, face notamment aux incertitudes géopolitiques.

Le raffinage métropolitain, en baisse tendancielle, avec, par exemple, la fermeture de six raffineries depuis 2011, mérite de ne pas décroître trop rapidement, car il contribue fortement à la sécurité énergétique nationale et à l'approvisionnement de la pétrochimie en aval, produisant les principales molécules 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. En lien avec la filière, une réflexion sera conduite, portant sur les conséquences d'une moindre consommation de carburants fossiles, au regard de la préservation de la sécurité d'approvisionnement.

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 de carburants de synthèse (voir partie 3.2.3, page 80), les mesures permettant de garantir la sécurité d'approvisionnement en carburants auront à évoluer et à prendre en compte la transition énergétique, en concertation avec la gouvernance de l'Union européenne qui lui est consacrée et de l'AIE.

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 dispositions fiscales et réglementaires particulières, et que le mix de consommation va évoluer avec la transition énergétique. Les évolutions de la consommation vont influencer 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 PÉT.1

Suivre l'évolution de la consommation des carburants bas-carbone en vue d'une potentielle constitution de stocks stratégiques

→ 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 concernées 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 PÉT.2

Suivre le maillage des stocks stratégiques pour s'assurer de leur répartition

→ 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, 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'au rôle de celles-ci dans le déploiement des énergies alternatives et dans le maintien de services dans des zones rurales.

Celles qui distribuent plus de 500 mètres cubes 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 celles susceptibles de bénéficier d'une aide financière.

ACTION LOG PÉT.3

Accompagner les stations-service dans leur transformation

Des mesures sont prévues pour accompagner les stations-service indépendantes essentielles au maillage territorial :

- accompagner les stations-service indépendantes, dans la durée, dans la diversification de leurs activités (installation d'IRVE⁶⁵, 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'État de mieux connaître l'ensemble des stations (énergies distribuées et volumes distribués, type de stations⁶⁶, services proposés hors carburants).

Enfin, des études régulières sont menées par l'État pour s'assurer du maintien d'un maillage dense et anticiper la création de zones blanches, au regard de plusieurs indicateurs, notamment celui de 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, maintenu dans cette PPE, à savoir que 90 % des particuliers du département sont situés à moins de 25 minutes d'une station-service.

ACTION LOG PÉT.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 perspectives 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.

65. Infrastructures de recharges pour véhicules électriques.

66. Groupes pétroliers, grandes et moyennes surfaces, indépendantes...

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 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 températures extrêmement basses pendant une période de trois jours, telles qu’il s’en produit statistiquement une fois 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, le critère actuel mentionné ci-dessus est conservé.

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 quatre 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 touché, et les possibilités d’importation de gaz naturel depuis ces deux pays vers la France ont disparu.

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 1^{er} 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 à 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 à 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 |
| Chémery | Storengy | 1968 | Aquifère |
| Étrez | 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 dans la partie 4.2.1.

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 1^{er} 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 en 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 à 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 États membres voisins le gaz naturel nécessaire. Réciproquement, l'Allemagne, la Belgique ou l'Espagne pourraient faire appel à ce mécanisme, ce qui entraînerait 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 parallèle de sa décarbonation. Le passage des pointes de consommation repose en premier lieu sur la « flexibilité » du système électrique, c’est-à-dire sur 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 marché⁶⁷. 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 « par RTE dans ses bilans prévisionnels⁶⁸ », **l’essor des énergies renouvelables, nécessaire pour atteindre l’objectif de neutralité carbone et a fortiori dans un contexte où la consommation**

électrique n’augmente que modérément,, devra s’accompagner d’un recours accru aux flexibilités, 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.

Cette définition figure dans le code de l’énergie (article D. 141-12-6), et son niveau est fixé par le ministre chargé 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 2022⁶⁹ a permis de confirmer la **conformité de la**

67. 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.

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

69. « Proposition pour la mise à jour du critère de sécurité d’approvisionnement du système électrique français », RTE, 2022.

méthode utilisée en France avec les exigences européennes, et a conduit à confirmer par arrêté d'août 2022⁷⁰, sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie (CRE)⁷¹, 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.

4.3.2. L'ÉVOLUTION DE LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT SUR L'HORIZON DE LA PPE

Depuis quinze ans, le risque en matière de 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.

RTE indique dans ses bilans prévisionnels publiés en 2023 et 2025 que **le système électrique français a désormais franchi la période la plus délicate identifiée dans les études passées. Pour les années à venir, RTE souligne que le niveau de résilience de l'alimentation électrique à la survenue d'une vague de froid hivernale sévère, a atteint un niveau historiquement élevé.** Cette amélioration a été permise essentiellement par le rétablissement de la production 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.

À l'horizon 2030, l'accélération de la décarbonation peut créer un besoin de capacité supplémentaire, qui peut être comblé par différentes solutions, du

ACTION APPRO ÉLEC.1

Poursuivre les réflexions et les travaux sur les possibilités d'évolution ou d'enrichissement du critère de sécurité d'approvisionnement, en lien avec RTE, la CRE et au niveau européen

→ 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, afin de mieux évaluer la résilience du système électrique, en lien avec les travaux de RTE (partie 6.2.1.4 du Bilan prévisionnel de RTE de 2023).

70. Arrêté du 5 août 2022 relatif au critère de sécurité d'approvisionnement électrique.

71. 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.

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.

À 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 énergétiques) 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, **les 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. Pour assurer l'équilibre offre-demande du système électrique à tout instant, une marge de production doit être prise par rapport au niveau de consommation prévu. Le surplus permettra de maintenir un solde exportateur significatif.**

FOCUS : EXPÉRIMENTATION DU DISPOSITIF DE LIMITATION DE PUISSANCE ÉLECTRIQUE AU COMPTEUR EN CAS DE CRISE

À 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 le risque d'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 (ÉcoWatt 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 3 kVA. Cette opération serait

réalisée via le compteur Linky sur les périodes de pointes de la consommation d'un jour ouvré (6 h 30-13 h 30 et 17 h 30-20 h 30), durant un laps de temps restreint pour chaque client (2 heures 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 et consommation, ou à défaut, si cela n'était pas suffisant, de réduire significativement le nombre de foyers touchés par le délestage programmé.

Ce dispositif n'a pour l'instant été testé qu'à titre expérimental, en février 2024, dans le seul département du 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 aux foyers concernés. 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.

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. 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 « NEBCO » et mécanisme de capacité). Le mécanisme de capacité, opérationnel depuis 2016 et autorisé jusqu'en 2026, est actuellement en cours de refonte pour l'hiver 2026-2027. Le mécanisme de capacité permettra de soutenir le développement des nouvelles flexibilités nécessaires à la sécurité d'approvisionnement de manière à atteindre les objectifs indicatifs de développement des flexibilités décarbonées qui seront définis par le Gouvernement à partir d'une étude réalisée tous les deux ans par RTE et approuvée par la CRE pour tenir compte des besoins du système électrique en fonction des trajectoires de développement de la consommation et de la production d'électricité. Dans l'attente, le Gouvernement peut fixer un objectif indicatif provisoire de 6,5GW à horizon 2030 pour les capacités installées d'effacement, sous réserve des besoins en flexibilités et en veillant à la sécurité d'approvisionnement, à la maîtrise des coûts et à la neutralité technologique.

D'après le Bilan prévisionnel 2023 de RTE, le besoin de moyens thermiques additionnels atteint ainsi 3 GW dans le bouquet de référence, et entre 2 et 5 GW dans les autres bouquets, dans des configurations marquées par une augmentation rapide de la consommation et par un développement prudent de la sobriété et de la disponibilité nucléaire. Il peut techniquement être couvert par le maintien des centrales appelées à fermer (dernières centrales à charbon) ou susceptibles de le faire (turbines à combustion et cogénérations les plus anciennes), par la conversion de certaines de ces unités à des combustibles décarbonés, ou encore par la construction de nouvelles unités thermiques fonctionnant d'emblée avec des combustibles décarbonés. Dans d'autres configurations (avec une sobriété poussée ou avec une disponibilité du nucléaire supérieure à 55 GW en hiver), le besoin de moyens thermiques additionnels peut être nul.

ACTION APPRO ÉLEC.3

Poursuivre les analyses et les travaux avec tous les acteurs d'identification des objectifs et des mesures relatifs aux flexibilités et au devenir du parc thermique, en cohérence notamment avec l'implémentation de la réforme européenne du marché de l'électricité

→ **Considérer la flexibilité dans son ensemble**, c'est-à-dire la capacité à modifier⁷³ la courbe de charge nationale, afin de répondre aux besoins du système électrique en 2030 et en 2035, pour des raisons de sécurité d'approvisionnement, d'optimisation du système électrique ou de gestion du réseau.

→ **Définir les indicateurs pertinents** afin de caractériser le besoin de flexibilité (consommation et production confondues) auquel doit répondre le système électrique, et développer les bouquets de flexibilités décarbonées adaptés. Une étude sur les besoins en flexibilités du système électrique français sera réalisée par RTE pour approbation par la CRE en 2026 puis mise à jour tous les deux ans, dans le cadre de la mise en œuvre des dispositions de la réforme européenne du marché de l'électricité.

→ **Dans l'attente, le Gouvernement** fixe un objectif indicatif provisoire de 6,5GW à horizon 2030 pour les capacités installées d'effacement, sous réserve des besoins en flexibilités et en veillant à la sécurité d'approvisionnement, à la maîtrise des coûts et à la neutralité technologique.

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

La réforme du mécanisme de capacité a été inscrite dans la loi de finances pour 2025.

→ Pérenniser le mécanisme de capacité après 2026 pour garantir le respect du critère de sécurité d’approvisionnement, en rémunérant les capacités nécessaires, conformément à la loi de finances pour 2025.

→ **Intégrer un soutien spécifique aux flexibilités décarbonées au sein du mécanisme de capacité** dans le cadre de sa refonte, afin d’atteindre les objectifs de flexibilités du système électrique susmentionnés.

FOCUS : LA FLEXIBILITÉ DE LA CONSOMMATION

La flexibilité de la consommation, consistant à réduire ou à 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**.

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) et à des reports de consommations plus structurels** permettant de déplacer des volumes plus importants au meilleur moment via, par exemple, des offres de fourniture horo-saisonnalisées, telles que les 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 (CRE), constitue à cet égard une incitation envoyée aux fournisseurs à transmettre des signaux plus différenciés aux clients finaux.

Comme l’indique l’ADEME dans son avis de janvier 2025⁷⁴, la flexibilité de la consommation est aujourd’hui essentiellement mise en œuvre via le pilotage heures pleines/heures creuses des ballons d’eau chaude et de l’effacement des industriels majeurs, mais est vouée à évoluer pour s’adapter à la plus grande variabilité de la production renouvelable et à s’adresser à l’ensemble des consommateurs. Il s’agit de « consommer moins » et de « consommer mieux ».

ACTION APPRO ÉLEC.4

Élaborer un « plan de passage à l’échelle des flexibilités de la consommation » en renforçant les incitations économiques au pilotage et au positionnement de la consommation

→ **Accompagner les travaux de la CRE en faveur du placement optimal des plages d’heures creuses dans le cadre du TURPE 7 puis du TURPE 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. Ainsi, un placement des heures creuses en milieu de journée est progressivement mis en place depuis le 1er novembre 2025.

→ **Encourager le développement des offres tarifaires valorisant la flexibilité des usages**, comme, par exemple, les offres à pointes mobiles (effacements indissociables de la fourniture, EIF), les tarifs horo-saisonnalisés, la poursuite du développement des signaux tarifaires envoyés par les tarifs réglementés de vente de l’électricité (TRVE), ou encore le développement de nouveaux produits sur les marchés à terme plus adaptés à l’évolution du mix électrique, en particulier pour déplacer les consommations lors des périodes méridiennes de production des centrales photovoltaïques.

→ **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.

74. « Flexibilité et stockage : quel rôle du consommateur dans l’évolution du système électrique ? », Avis Ademe, janvier 2025.

→ **Encourager le développement des outils numériques** favorisant la flexibilité de la consommation.

→ **Étudier les conditions techniques et économiques** nécessaires au développement de l'effacement des électrolyseurs à la pointe.

→ **Confier à RTE la coordination d'un « baromètre des flexibilités de la consommation » à publier annuellement**, qui permettra année après année de définir et de suivre des indicateurs de développement des flexibilités, notamment le déploiement d'équipements connectés permettant le pilotage des usages.

STOCKAGE PAR BATTERIES ET STEP

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

Comme l'indique l'ADEME dans son avis de janvier 2025⁷⁵, l'hydroélectricité et le stockage thermique (ballons d'eau chaude) permettent déjà de couvrir des besoins journaliers à des variations de plus longue durée. Avec l'augmentation des énergies renouvelables, le stockage par batteries tend à se développer, en particulier pour les besoins journaliers. L'objectif sera de décaler la consommation lorsque l'électricité est abondante afin d'optimiser le stockage déjà disponible des consommateurs tels que les véhicules électriques ou les ballons d'eau chaude et participer à l'équilibre de l'offre et la demande du système électrique.

ACTION APPRO ÉLEC.5

Adapter le cadre réglementaire et économique du développement des STEP

Adapter le cadre réglementaire et économique pour atteindre *a minima* 1,7 GW supplémentaire de STEP d'ici à 2035, par exemple via le lancement d'appels d'offres (voir partie 3.4.1.4., page 106).

Le développement des batteries se fera dans le cadre des marchés de l'électricité et du marché de capacité. Ce cadre pourra évoluer, afin de permettre le développement de l'ensemble des flexibilités, y compris le stockage par batteries.

LES INTERCONNEXIONS

Les interconnexions continueront à jouer un rôle majeur pour la sécurité d'approvisionnement et pour 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 de 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 ÉLEC.6

Continuer à développer 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 (voir partie 4.6.4., page 142).

→ **Étudier les coûts et les bénéfices d'une interconnexion** vers la Corse ou d'un raccordement entre la métropole continentale et la Corse en matière d'économies pour la collectivité et de sécurité d'approvisionnement.

75. « Flexibilité et stockage : quel rôle du consommateur dans l'évolution du système électrique ? », Avis Ademe, janvier 2025.

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.

La consommation d'EDF pour le parc de réacteurs français représente environ 8 000 tonnes d'uranium naturel par an, soit environ 13 % de la demande mondiale, qui s'élève à 59 000 tonnes (données au 1^{er} janvier 2023 – Uranium - Resources, Production and Demand, AEN et AIEA « Red Book 2024 »). Les réserves mondiales raisonnablement accessibles sont estimées à 4,7 millions de tonnes d'uranium (MtU), ce qui correspond à près de 80 ans de consommation mondiale. Ces réserves sont globalement bien réparties géographiquement, avec principalement l'Australie (1,3 MtU), l'Afrique (1,1 MtU), l'Asie Centrale (0,9 MtU) et l'Amérique du Nord (0,8 MtU). Le risque de pénurie est donc relativement faible, avec un prix fluctuant autour de 60-80 \$/livre en 2024-2025.

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 conversion⁷⁶, l'enrichissement et la fabrication des assemblages). Cette diversification est parti-

culièrement importante sur la mine, puisqu'EDF se fournit dans plusieurs pays (notamment le Niger, le Kazakhstan, le Canada, l'Australie)⁷⁷ ;

- 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 pendant plusieurs années, répondant ainsi aux risques de rupture d'approvisionnement.

ACTION APPRO U.1

Assurer la sécurité 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.

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

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

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 (SNBC 2) publiée en 2020 comme **un élément clé du mix énergétique à l'horizon 2050, en révélant un enjeu spécifique sur l'équilibre entre offre et demande**. En effet, dans la SNBC 2, 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 menés dans le cadre de la préparation de la SNBC 3 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 routes 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 spécifique (voir plus bas).

Le premier enjeu est celui de la **disponibilité des ressources sur le territoire français. En s'inscrivant dans un objectif de souveraineté en matière d'approvisionnement, l'enjeu est dès lors de définir les hypothèses et les trajectoires adéquates de production des différents types de biomasse** qui constitueront l'offre disponible : bois, cultures intermédiaires, effluents d'élevage, etc. Une vision volontariste qui conduirait à augmenter d'environ 40 % la ressource de biomasse énergétique mobilisée à l'horizon 2035 par rapport à 2019 est privilégiée. C'est notamment dans cette optique que la hiérarchisation des usages de la biomasse (voir tableau pages suivantes) considère en priorité les usages non énergétiques de la biomasse. Le retour au sol de la biomasse et la préservation du puits de carbone (à la fois via la valorisation en

matière de la biomasse en produits bois et via la bonne santé des écosystèmes forestiers) sont en effet deux leviers essentiels à la préservation et à la restauration de la ressource en biomasse, sans lesquels la disponibilité de la biomasse pour les différentes valorisations énergétiques serait à l'avenir incertaine, dans un contexte de tension sur la ressource. Ce sont également deux leviers essentiels pour diminuer les impacts environnementaux de la mobilisation de la biomasse (voir ci-dessous).

Le second 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 et de la mobilité lourde routière, 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.

HIÉRARCHISATION DES USAGES DE LA RESSOURCE BIOMASSE⁷⁸

| USAGES DE LA BIOMASSE | EXPLICATION |
|--|---|
| USAGES NON ÉNERGÉTIQUES, PRIORITAIRES SUR LES USAGES ÉNERGÉTIQUES | |
| 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. |
| FERTILITÉ DES SOLS (RETOUR AU SOL DES RÉSIDUS ET COUVERTS) | À hauteur des besoins pour conserver le rendement et la santé des écosystèmes. |
| PUITS DE CARBONE ET USAGES MATIÈRE | Afin de favoriser le stockage de carbone (forêts, sols, haies...) à hauteur des besoins nécessaires pour respecter les objectifs climatiques fixés par la SNBC, et dans l'optique de développer les usages matière de la biomasse (produits bois, matériaux et fibres biosourcés, chimie), en privilégiant d'abord l'augmentation de la durée de vie des produits biosourcés, le réemploi et le recyclage. |
| USAGES ÉNERGÉTIQUES À CONSIDÉRER EN PRIORITÉ | |
| INDUSTRIE – CHALEUR HAUTE TEMPÉRATURE ET NON ÉNERGÉTIQUES | Pas d'alternatives décarbonées. |
| PUITS DE CARBONE ET USAGES MATIÈRE | Sous réserve de considérer en priorité la récupération de chaleur fatale et les technologies alternatives à la biomasse (géothermie, solaire thermique...) |
| 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, en équilibre avec d'autres usages non énergétiques de ces ressources. |
| ENGINS LOURDS DE CHANTIER | Peu d'alternatives décarbonées. |
| USAGES ÉNERGÉTIQUES À DÉVELOPPER RAISONNABLEMENT ET SOUS CONDITIONS | |
| TRAFIC AÉRIEN (DOMESTIQUE ET INTERNATIONAL) | Le report modal (lorsqu'il est possible et pertinent), la sobriété et le surcoût lié à la trajectoire d'incorporation croissante de carburants durables devraient modérer la croissance du trafic aérien. Les carburants d'aviation durables de synthèse, fabriqués à partir d'électricité décarbonée et qui ne consomment pas de biomasse, ont également vocation à jouer un rôle croissant, comme le prévoit le règlement européen Refuel EU. |
| SOUTES MARITIMES | Possibilité d'utiliser des e-fuels (e-méthane, e-méthanol, e-ammoniac, hydrogène et e-diesel issu de la production d'e-kérosène). Dépend du niveau de trafic maritime, avec, d'une part, une volonté de re-soutage en France et, de l'autre, une baisse des importations de marchandises en lien avec la réindustrialisation. |

78. NB : les lignes au sein des quatre blocs du tableau (« Usages non-énergétiques » / « En priorité » / « À développer raisonnablement » / « À modérer ») ne sont pas hiérarchisées entre elles.

| USAGES DE LA BIOMASSE | EXPLICATION |
|---|---|
| USAGES ÉNERGÉTIQUES À DÉVELOPPER RAISONNABLEMENT ET SOUS CONDITIONS | |
| TRANSPORTS – PL, BUS ET CARS, ET TRANSPORT FLUVIAL ET FERROVIAIRE | Développement des biocarburants via des taux d'incorporation maîtrisés, et en maintenant une priorité donnée à l'électrification d'une part des usages. Possibilité de recourir à d'autres sources (notamment hydrogène et GNL) pour des usages spécifiques. |
| TRANSPORT – VÉHICULES LÉGERS | Via des taux d'incorporation maîtrisés et dans une perspective transitoire, et en maintenant une priorité donnée à l'électrification progressive du parc. |
| INDUSTRIE – AUTRES USAGES | Usages présentant des alternatives de décarbonation viables (PAC, électrification, RCU ⁷⁹ , géothermie...). |
| RÉSIDENTIEL ET TERTIAIRE – BIOMASSE SOLIDE POUR CHAUFFAGE ET ECS PERFORMANTS APRÈS ÉTUDE PRÉALABLE DES ALTERNATIVES POSSIBLES | La biomasse solide pour le chauffage résidentiel et tertiaire est disponible en quantité limitée. L'électrification du chauffage par l'installation de pompes à chaleur est prioritaire et doit demeurer la voie privilégiée lorsque cela est possible techniquement et économiquement. En l'absence d'alternative pertinente, le bois-énergie doit être priorisé sur les appareils très performants, en remplacement des appareils au bois non performants ou des équipements fossiles (fioul et GPL). |
| ZONE NON-INTERCONNECTÉES | Production d'énergie à partir de biomasse locale ou importée sous condition de durabilité de la production. Possibilité de développer davantage les autres ENR électriques Rappel : les zones non interconnectées disposent de PPE spécifiques. |
| USAGES ÉNERGÉTIQUES DONT LE DÉVELOPPEMENT EST À MODÉRER | |
| PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ | Privilégier d'autres solutions techniques, en particulier pour la production de base. |
| 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, 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**.

79. Réseau de chaleur urbain.

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 »). C'est également afin de répondre à cet enjeu que les usages alimentaires de la biomasse sont placés en priorité dans la hiérarchisation des usages (voir tableau pages 134-135). 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 en 2023, porte sur des 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

Équilibrer l'offre et la demande de biomasse pour le secteur énergétique

- 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 directive 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 ;
- Préciser, asseoir, systématiser et légitimer le rôle des Cellules Régionales Biomasse dans leur mission de validation des plans d'approvisionnement des projets consommant de la biomasse et de mise en œuvre priorisation des usages de la biomasse.
- 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 scénarisations 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 adoptés 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 met en avant la nécessité de doubler le rythme de ces investissements d'ici à 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 du côté des 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 de celui des consommateurs (raccordement des bornes de recharge pour les véhicules électriques, décarbonation de l'industrie...). À ce titre, la PPE porte un changement d'approche pour les développements structurants des réseaux, afin d'améliorer l'anticipation de ceux-ci et de 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 réglementaire, 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., page 75.

4.6.2. LE RÉSEAU DES CARBURANTS LIQUIDES

L'État 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-service du fait de l'évolution des usages.

ACTION CARB.1

Préparer la transformation du réseau des carburants liquides

- Les transformations envisagées devront maintenir les capacités nécessaires pour assurer la sécurité d’approvisionnement et la souveraineté de la France. Ces transformations tiendront compte des évolutions techniques (co-traitement de pétrole brut et d’huiles biosourcées, remplacement de l’hydrogène fossile par l’hydrogène électrolytique, capture de CO₂, électrification).
- Les adaptations des réseaux actuels de pipeline transfrontaliers au transport des carburants de synthèse et de biocarburants, ainsi que 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 (OTAN).

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 kilomètres 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 que 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 kilomètres 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.

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 compen-

LE RÉSEAU GAZIER FRANÇAIS EN 2024

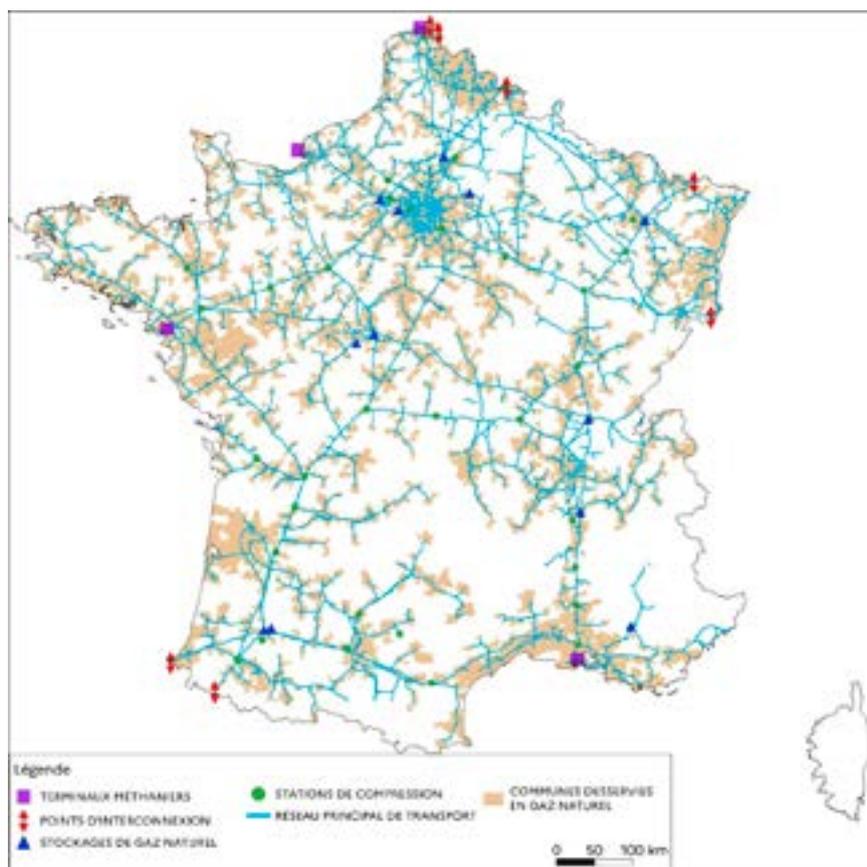


Figure 34. Le réseau gazier français en 2024

ser 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 ;

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, 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 milliards d'euros d'ici à 2050.

ADAPTATION DU RÉSEAU GAZIER À LA BAISSÉ 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 accroît 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 direction générale de l'énergie et du climat (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 États membres, peu de gazoducs pouvant être convertis pour le transport d'autres gaz (hydrogène, 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 biométhane. 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

Préparer le réseau gazier à la baisse de la consommation de gaz méthane

- 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 naturel, dans l'optique de limiter l'augmentation des tarifs du réseau pour les consommateurs ;
- mener une expérimentation, à une maille locale, sur la planification de l'évolution du réseau de distribution de gaz méthane ;
- tenir compte des perspectives de baisse de consommation de 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 clé 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 kilomètres de lignes ;
- 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 million de kilomètres de lignes.

ENJEUX

Le nombre d'installations de production d'électricité est amené à croître significativement ces 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 tailles). 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. À 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) implique une demande de raccordements d'environ 13 à 15 GW d'ici à 2030 environ.

Ces évolutions impliqueront par conséquent des changements structurels et rapides dans les stratégies de développement des réseaux et les investissements associés. À 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 sont présentées dans les premières orientations du Schéma décennal de développement du réseau de transport (SDDR), élaboré sur la base des projections de consommation et de production figurant dans le Bilan prévisionnel, publiées par RTE en février 2025. 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 :

- lancer un programme de raccordement industriel des moyens décarbonés ;
- renforcer la structure du réseau ;
- renouveler le réseau et l'adapter au changement climatique ;
- 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 par une accélération des raccordements, en particulier des infrastructures de recharge pour véhicules électriques, et des projets de décarbonation de l'industrie.

RTE devra viser le raccordement de 15 GW de parcs éoliens en mer en 2035 et 18 GW en 2037, en plus de développer des projets structurants d'adaptation du réseau de transport pour répondre aux demandes dans les grandes zones industrielles. Il devra poursuivre le développement des interconnexions entre la France et ses voisins, et maximiser les retombées économiques en France et en Europe, en encourageant le développement d'une base industrielle manufacturière en lien avec le raccordement de l'éolien en mer.

Concernant la puissance éolienne en mer à raccorder, au regard du décalage à 2037 de l'objectif de 18 GW, il s'agira d'une part pour RTE d'assurer le respect de ce jalon du point de vue de la mise à disposition des raccordements des futurs parcs, et d'autre part de maximiser les retombées industrielles du raccordement.

D'autre part, l'apparition de nouvelles zones de production et de consommation induit 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. En l'absence de développement et de renforcement du réseau 400 kV, des congestions apparaîtront dès 2030 sur certains axes et s'étendront progressivement au reste du réseau. Les limitations de production qui en résulteraient pourraient atteindre plusieurs TWh par an, entraînant des coûts de compensation et d'équilibrage de l'ordre de plusieurs milliards d'euros par an. Par ailleurs, le recours à des moyens de production plus carbonés pour compenser ces limitations accroîtrait de façon significative les émissions de gaz à effet de serre.

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 (S3REnR), 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 canicule, 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, décrits dans « Futurs énergétiques 2050 », seront en réalité avancés à la période 2030-2040. **En conséquence, le nouveau SDDR, dont les premières orientations ont été présentées en février 2025, prévoit des hausses significatives d'investissements, avec un total d'environ 100 milliards d'euros d'ici à 2040.** À titre de comparaison, le SDDR établi en 2019 prévoyait 33 milliards d'euros, mais seulement jusqu'en 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 à 2032⁸³, avec un passage de 4,4 milliards d'euros par an en 2022 à plus de 5 milliards d'euros par an à l'horizon 2032, soit un programme total de l'ordre de 100 milliards d'euros par an d'ici à 2040 également.

Si les enjeux en matière 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 TURPE. Ils ne pèsent donc pas sur le budget de l'État, mais ont un coût pour le consommateur d'électricité. Le TURPE représente en moyenne de 20 à 30 % de la facture d'électricité des ménages. À titre d'exemple, la masse financière couverte par les recettes financières du TURPE en 2023 représentait, en 2023, 16 milliards d'euros par an pour Enedis, et 4,2 milliards d'euros par an pour RTE. Ce « revenu autorisé » a augmenté de plus de 3 % par an entre 2017 et 2023 (+ 2,9 Md€ au total), afin de faire face à l'évolution du système électrique pour répondre aux enjeux de décarbonation, tant pour le raccordement des nouvelles consommations (industrie, logement, véhicules électriques) que pour les nouveaux moyens de production à anticiper (éolien en mer, nucléaire, photovoltaïque...). Une partie des investissements de RTE est également financée par les recettes d'enchère aux interconnexions, ce qui peut avoir un impact à la baisse sur le niveau du TURPE HTB.

La révision du tarif réseaux (TURPE 7) a permis aux gestionnaires de réseaux de mieux faire face aux besoins de financement, en apportant de la visibilité à la couverture des coûts et des nouveaux investissements, notamment ceux qui doivent être anticipés pour accélérer le raccordement des consommateurs et des producteurs, et en s'efforçant de maîtriser l'impact financier de cet effort massif de transformation des réseaux sur l'ensemble du système énergétique. La CRE joue à cet égard un rôle essentiel dans l'évaluation et l'approbation des programmes d'investissement de RTE. Chaque année, RTE soumet son programme d'investissements à la CRE, qui l'examine en détail pour s'assurer qu'il répond aux besoins du réseau électrique français, tout en optimisant les coûts pour les consommateurs.

Des études et des travaux du gestionnaire de réseau de transport seront également nécessaires pour prendre en compte, dans le futur, l'évolution des profils de production et de consommation qui induira un fonctionnement physique et une gestion économique spécifique du système électrique.

81. Projets éoliens et photovoltaïques uniquement.

82 & 83. 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>

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 par sa production électrique peu carbonée, d'être structurellement exportatrice, au bénéfice de sa balance commerciale. En 2024, la France a enregistré 89 TWh d'exportations nettes d'électricité, battant ainsi le record de 77 TWh datant de 2002. Le solde exportateur a été

positif sur toutes ses frontières : Allemagne-Belgique (27,2 TWh), Italie (22,3 TWh), Royaume-Uni (20,1 TWh), Suisse (16,7 TWh), Espagne (2,8 TWh).

Ses capacités d'interconnexion sont amenées à se renforcer significativement d'ici à 2030 par le biais d'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 GW 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 États en fonction des bénéfices estimés du projet pour chacun d'eux, selon des modalités décidées conjointement par les régulateurs nationaux (en France, la CRE). 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, dont les premières orientations ont été présentées en février 2025, a affiné les besoins de capacité d'interconnexion supplémentaire selon les priorités d'investissement qui y sont établies. Il précise qu'il n'est pas opportun de développer de nouvelles interconnexions tant que la structure interne du réseau français n'aura pas évolué en conséquence.

ACTION RÉSÉLEC.1

Réaliser les adaptations nécessaires du réseau de transport à l'horizon 2035 quels que soient les scénarios envisagés, et poursuivre la mise en œuvre d'une planification à long terme du réseau électrique, via le SDDR et des plans de développement du réseau pour les gestionnaires du réseau 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 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 ;

→ face au phénomène de «surréservation de capacités» qui peut bloquer l'accès au réseau de projets pourtant matures, faire évoluer le cadre et les règles applicables aux raccordements afin de permettre de concrétiser en priorité et à court terme les projets d'électrification et de décarbonation.

→ 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, notamment en développant et en renforçant sans regrets d'ici à 2035 le réseau 400 kV, pour éviter des congestions sur le réseau électrique, à la fois coûteuses et source d'émissions de gaz à effet de serre ;

→ adapter progressivement le réseau au changement climatique et procéder au renouvellement des infrastructures qui le nécessitent au regard des enjeux de performance et de résilience du système électrique ;

→ s'assurer que les investissements soient soutenables pour les gestionnaires de réseau au travers du TURPE, tout en veillant à en maîtriser l'impact pour le consommateur ;

→ sécuriser et renforcer la chaîne de valeur industrielle associée aux matériels et aux équipements électriques en développant l'offre française et européenne ;

→ favoriser l'installation de flexibilités pouvant contribuer à la résorption de contraintes sur le réseau et optimiser le fonctionnement du réseau électrique telles que la flexibilité de la consommation et de la production électrique ou encore le stockage d'énergie ;

→ 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 planifiés.

4.6.4.2. Faire évoluer le réseau électrique pour intégrer une part grandissante de productions non pilotables

L'évolution du mix électrique reposera sur une baisse des moyens thermiques pilotables au niveau français et européen, et sur 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 en 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.

À 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.

Historiquement, le mécanisme d'ajustement n'était obligatoire que pour les producteurs raccordés au réseau de transport. La loi n° 2025-391 du 30 avril 2025 portant diverses dispositions d'adaptation au droit de l'Union européenne a étendu l'obligation 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, dès lors que leur puissance dépasse 10 MW.

D'autre part, les analyses de RTE montrent que les phénomènes de tensions hautes risquent de se multiplier au cours des prochaines années. Pour y répondre, RTE, avec l'appui du ministère, a lancé différents chantiers pour s'assurer de la disponibilité des leviers pour gérer la tension à la hausse comme à la baisse, pour tous les participants (producteurs, gestionnaires de réseau et consommateurs).

ACTION RÉSÉLEC.2

Renforcer les outils permettant d'ajuster le fonctionnement du réseau à une part croissante de production non pilotable

→ Prévoir une participation accrue des producteurs au réglage de la fréquence et de la tension sur le réseau.

Mettre en œuvre l'obligation de participer au mécanisme d'ajustement à partir de 2026 qui devrait concerner près de 22 GW de capacités supplémentaires au regard des capacités installées actuellement.

S'agissant de la gestion de la tension :

- Mise en œuvre par RTE d'un plan d'investissement significatif dans des moyens de compensation sur le réseau de transport
- En parallèle, en s'appuyant sur la loi APER qui a introduit les conditions nécessaires pour faire contribuer l'ensemble des producteurs au réglage de la tension sur le réseau de transport, lancement d'une démarche de révision des règles services système tension qui rémunèrent les acteurs contribuant au réglage actif de la tension, qu'ils soient producteurs ou consommateurs.

→ **Modifier les 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 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 et de faciliter l'exploitation du réseau par les gestionnaires de réseau, 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 (voir partie 4.3., page 125).

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 équipées de stations de recharge rapide pour véhicules légers, et les aires de repos commencent également à être équipées. 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 de l'adaptation du réseau de distribution d'électricité. En complément, la direction générale des infrastructures, des transports et des mobilités (DGITM) finalise (pour le premier semestre 2025) le 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 de véhicules électriques ne devrait pas fragiliser le système électrique français. La consommation totale d'énergie des véhicules électriques à l'horizon de dix ou quinze 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 pour les besoins de recharge, tant en itinérance qu'au dépôt des transporteurs routiers ou encore à destination. 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.

FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ À QUAI POUR LES NAVIRES EN ESCALE

Le règlement AFIR prévoit, à compter du 1^{er} janvier 2030, une obligation pour les navires de se raccorder à l'alimentation en électricité à quai dans les ports d'escale, et de déployer des bornes électriques à quai dans les ports français concernés.

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 les transformations entre vecteurs, notamment entre l'électricité et les gaz, ou entre l'électricité et la chaleur, devraient s'amplifier. Les différents vecteurs doivent donc être appréhendés 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, SDDR), afin notamment d'assurer la sécurité d'approvisionnement et de prendre en compte l'électrification des usages.

Le développement des flexibilités est par ailleurs un enjeu de résilience des systèmes énergétiques. En effet, les perturbations d'un système énergétique peuvent entraîner 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.

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 le SDIRVE-RRN, qui implique :

- pour les gestionnaires de réseaux routier et en partenariat avec les gestionnaires de réseaux d'électricité, de décliner et d'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.





PARTIE
05

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

Opération d'immersion de l'hydrolienne dénommée « L'Arcouest », au large de l'île de Bréhat. - ©Laurent Mignaux / Terra

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 élaborant 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 clés, 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 1725 millions d'euros, après deux années de forte augmentation : +12 % en 2021, et +11 % en 2020. Les trois premiers postes sont le nucléaire (962 M€, 56 %), les nouvelles technologies (614 M€, 36 %), et la recherche fondamentale (133 M€).

DÉPENSES PUBLIQUES NATIONALES DE R&D EN ÉNERGIE PAR DOMAINE DE 2002 À 2021

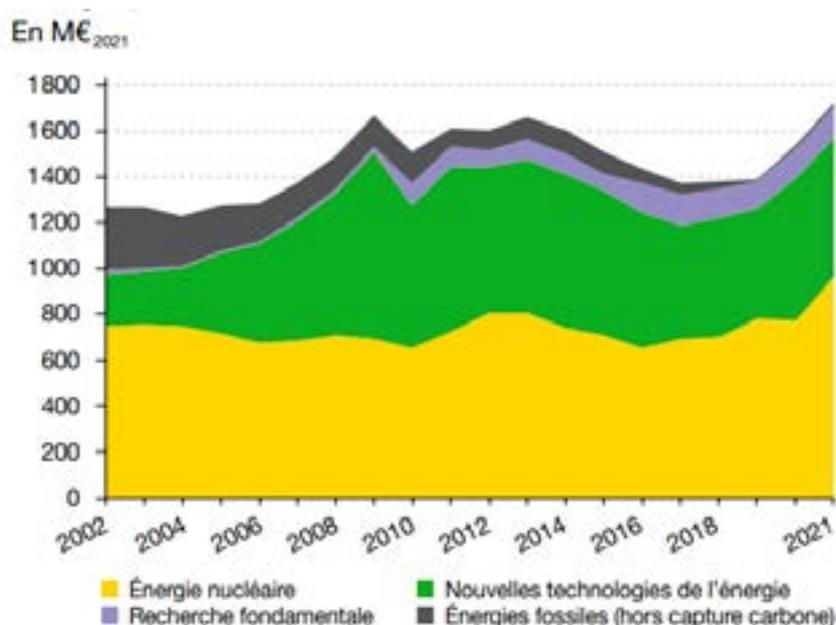


Figure 35. Dépenses publiques nationales de R&D en énergie par domaine de 2002 à 2021 – Source : SDES, publication octobre 2023

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 différents 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 faisant, par exemple, à travers des réseaux des sociétés d'accélération du transfert de technologies (SATT), des pôles de compétitivité, des pôles universitaires d'innovation, ou bien encore par la présence de l'ADEME et de BPI France dans les 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 de créer des relations bénéfiques d'échange entre sciences humaines et sociales (SHS) et sciences formelles et de la nature. Les effets bénéfiques sont multiples :

- ➔ approche transversale entre 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;
- ➔ facilitation du déploiement industriel des nouvelles technologies de l'énergie, notamment en adressant les sujets d'acceptabilité;
- ➔ rapprochement des établissements de recherche de la société civile, dans le but de convaincre plus largement;
- ➔ anticipation des 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 (PIA) avec des crédits supplémentaires, représentant un effort sans précédent pour la recherche et 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 programmes et équipements 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 *technology readiness levels*, TRL), l'Agence nationale de la recherche (ANR) est l'opérateur de l'État.

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 d'aboutir à des produits déployables. Le soutien de l'État dans les différentes stratégies d'accélération accompagne les différentes étapes clés, de l'identification des verrous à lever en R&D au passage à l'échelle industrielle, jusqu'aux opportunités de massification avec les premières capacités commerciales.

Game changers

Un groupe de travail de l'Association nationale de la recherche et de la technologie (ANRT) a engagé une démarche de type SWOT, démarche qui s'appuie sur l'identification des forces (*Strengths*), des faiblesses (*Weaknesses*), ainsi que sur les opportunités (*Opportunities*) et les menaces (*Threats*) 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 R&D.

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, 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 à long termes, 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 – Commissariat à l'énergie atomique (CEA), IFP Énergies nouvelles (IFPEN), Centre national de la recherche scientifique (CNRS). Des liens forts existent avec les grands acteurs industriels internationaux du secteur de l'énergie, mais aussi avec des petites et moyennes entreprises (PME) et des entreprises de taille intermédiaires (ETI).

Compte tenu de la compétition internationale et pour renforcer l'attractivité de l'Union européenne, sont examinées les possibilités de structuration

de filières européennes dans les sujets d'énergie. Ces coopérations et ces 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 (l'ADEME, BPI France, l'ANR et la Caisse des dépôts et de consignation) du programme d'investissement France 2030, le secrétariat général pour l'investissement (SGPI) élabore des indicateurs permettant de mener l'évaluation de l'impact du soutien à l'innovation. Le commissariat général au développement durable (CGDD) collecte également des données sur les investissements publics réalisés dans le domaine de la R&D en énergie, à destination de l'Agence internationale de l'énergie (AIE), permettant ainsi d'obtenir un cadre comparable entre les États membres de l'AIE.



PARTIE

06

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

Mise en service du compteur Linky- ©Arnaud Bouissou / Terra

6.1. Enjeux macroéconomiques et impacts socio-économiques et environnementaux de la PPE

6.1.1. ENJEUX MACROÉCONOMIQUES ET IMPACTS SOCIO-ÉCONOMIQUES DE LA PPE

Le rapport de synthèse de la mission pilotée par Jean Pisani-Ferry et Selma Mahfouz⁸⁴ (mai 2023) et les deux rapports de la direction générale du Trésor sur les enjeux économiques de la transition vers la neutralité carbone⁸⁵ (décembre 2023, janvier 2025) **ont rappelé que la transition vers la neutralité carbone génère à terme des bénéfices économiques par comparaison à l'inaction climatique.**

Dans la continuité de ces travaux et en s'appuyant sur ceux d'un groupe de travail réunissant plusieurs administrations et participants extérieurs, une évaluation macroéconomique de la SNBC 3 (et donc de la PPE 3), disponible dans le rapport d'accompagnement de la SNBC 3, a été réalisée.

Elle montre des effets macroéconomiques de l'atténuation incertains aux horizons modélisés. Ces effets seraient vraisemblablement faibles au niveau de l'ensemble de l'économie (même en prenant en compte l'incertitude de modélisation), à la fois par rapport au coût de l'inaction, par rapport au scénario de référence de l'Union européenne pour la croissance du PIB et par rapport à l'ampleur de l'impact potentiel d'autres chocs économiques.

La transition vers la neutralité carbone s'accompagnera également de co-bénéfices qui ne sont pas pris pas en compte dans la modélisation (par exemple, réduction de la pollution de l'air, bénéfique sur la santé, etc.). La décarbonation nécessitera des besoins d'investissements importants.

La transition bas-carbone pourrait également soutenir l'emploi. En outre, elle permettra d'améliorer plusieurs dimensions de la sécurité d'approvisionnement et de souveraineté énergétique. En particulier, les produits fossiles étant essentiellement importés, la transition allègera ce poste de la balance commerciale et réduira l'exposition de l'économie aux chocs sur leurs prix, déterminés sur les marchés mondiaux.

Les enjeux socio-économiques sont développés dans le rapport d'accompagnement de la SNBC 3. Ils montrent que :

- **La décarbonation nécessitera des besoins d'investissements importants que l'Etat cherchera à rendre davantage rentables et finançables pour les ménages**, notamment via des mesures d'accompagnement à destination des plus modestes ;
- **La facture des ménages devrait légèrement baisser à horizon 2030 avant de baisser fortement à long terme grâce aux économies d'énergie permises par la SNBC.** La décarbonation et l'accompagnement des ménages les plus vulnérables permettront de réduire leur exposition aux prix des énergies fossiles.

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 2024, d'après la SPAFTE 2⁸⁶, les investissements en faveur du climat, privés et publics, atteignent 113 milliards d'euros en baisse de trois milliards d'euros par rapport à 2023 (baisse partiellement expliquée par la conjoncture économique et principalement portée par la construction performante et la rénovation énergétique). En 2024, parmi les 113 Mds€ d'investissements bas-carbone, le secteur public a porté directement 17 Mds€ d'investissements, là où le secteur privé en a porté 96 Md€.

La décarbonation **nécessitera des investissements privés et publics bruts supplémentaires qui pourraient s'élever à environ +82 Mds€/an en 2030** par rapport à 2024 d'après la SPAFTE 2, sur un périmètre restreint. Ils devront doubler par rapport à 2024. La montée en charge des véhicules électriques permettrait de réduire les investissements bruts dans les véhicules thermiques d'environ 27 Mds€ par an en 2030. Les besoins d'investissements additionnels sont répartis à 13 Mds€ par an pour le secteur public, 40 Mds€ par an pour les entreprises et 29 Mds€ par an pour les ménages. **Pour atteindre nos objectifs climatiques en 2030, les parts bas-carbone d'investissements de chaque acteur devraient progresser de manière significative.**

84 Pisani-Ferry, J. et Mahfouz S. (2023) Les incidences économiques de l'action pour le climat – Rapport de synthèse (<https://www.strategie-plan.gouv.fr/publications/incidences-economiques-de-laction-climat>).

85 DG Trésor (2023), Rapport intermédiaire – Les enjeux économiques de la transition vers la neutralité carbone (<https://www.tresor.economie.gouv.fr/Articles/2023/12/04/rapport-intermediaire-les-enjeux-economiques-de-la-transition-vers-la-neutralite-carbone>) et DG Trésor (2025), Rapport final – Les enjeux économiques de la transition vers la neutralité carbone (<https://www.tresor.economie.gouv.fr/Articles/2025/01/27/rapport-final-les-enjeux-economiques-de-la-transition-vers-la-neutralite-carbone>).

86 « Stratégie pluriannuelle des financements de la transition écologique et de la politique énergétique nationale (SPAFTE) », octobre 2024.

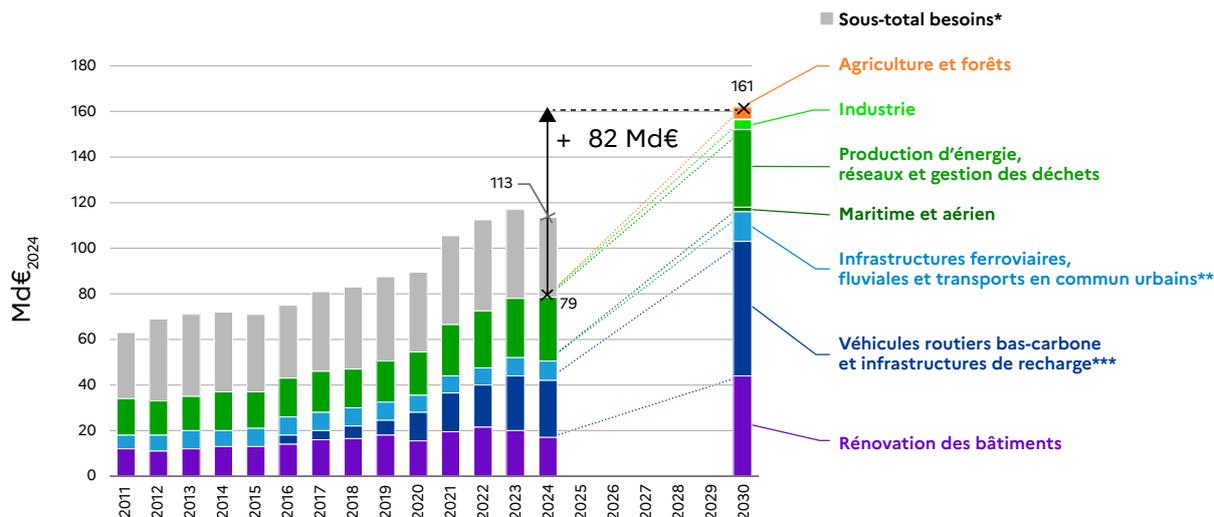


Figure 36. Répartition sectorielle des besoins d'investissements bas-carbone nécessaires à l'atteinte des objectifs climatiques de la France en 2030, estimés par la SPAFTE 2⁸⁷

En complément de l'augmentation des investissements bas-carbone, l'atteinte des objectifs climatiques requiert la baisse des investissements fossiles. Au total, ils devront être divisés par deux d'ici à 2030⁸⁸, en concernant en particulier les véhicules routiers à motorisation thermique fossile. Cette baisse représente une opportunité pour le financement des dépenses bas-carbone destinées à les remplacer.

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, 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. Les besoins d'investissements sont détaillés sectoriellement et par acteurs dans la SPAFTE 2.

Instruments de financements et répartition par acteurs

Une mobilisation collective est nécessaire avec les entreprises, les collectivités territoriales, l'État 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 est de mobiliser les financements privés, et de cibler les financements publics selon des critères d'efficacité, d'incitation et de justice sociale, dans une perspective pluriannuelle,** ainsi que de réduire les dépenses brunes.

Pour fournir une visibilité et une perspective pluriannuelle correspondant à ces besoins importants d'investissements, 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 seconde édition de cette stratégie, publiée le 27 octobre 2025⁸⁹, dresse un panorama des financements de l'ensemble des acteurs de l'économie (secteur public, entreprises, ménages) avec des scénarios jusqu'en 2030 et propose des orientations visant à renforcer notre mobilisation financière collective en faveur de nos impératifs environnementaux et climatiques. Les financements favorables à la décarbonation apparaissent aujourd'hui en hausse en pluriannuel pour tous les acteurs, et cette dynamique doit être renforcée et poursuivie.

Pour faire advenir un tel scénario, une large gamme de politiques publiques vise à assurer une mobilisation efficiente des financements privés et publics

⁸⁷*Les estimations d'investissements bas-carbone sur l'historique sont réalisées sur un périmètre plus large que les besoins d'investissements. La catégorie « Sous-total hors besoins » inclut les investissements historiques bas-carbone de la construction neuve (amenés à diminuer avec l'atteinte des objectifs de baisse de l'artificialisation) et des secteurs pour lesquels nous ne disposons pas d'estimations de besoins (comme par exemple la construction de nouvelles lignes ferroviaires. ** Hors construction de nouvelles lignes ferroviaires. *** Véhicules particuliers, véhicules utilitaires légers, poids-lourds, bus et cars.

⁸⁸ « Stratégie pluriannuelle des financements de la transition écologique et de la politique énergétique nationale (SPAFTE) », octobre 2024.

⁸⁹ Stratégie pluriannuelle des financements de la transition écologique et de la politique énergétique nationale – 2025 <https://www.tresor.economie.gouv.fr/Articles/2025/10/24/publication-de-la-deuxieme-edition-de-la-strategie-pluriannuelle-des-financements-de-la-transition-ecologique-et-de-la-politique-energetique-nationale-spaft2>

au service de ces investissements pour la transition écologique. L'intervention publique doit en effet être la plus efficace possible, en s'appuyant sur des leviers réglementaires incitatifs et des outils adéquats de tarifications du carbone, tout 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 publics et privés vers les projets de transformation écologique de l'économie tout en assurant une transition juste et équitable pour tous les acteurs économiques. Les leviers réglementaires contribuent à déclencher les investissements de certains ménages et de certaines entreprises, par exemple concernant le verdissement du parc de véhicules, ou la décarbonation de l'industrie. Les outils de tarification du carbone, par le biais de taxes ou du système de quotas d'émissions européen, 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 garanties ciblées des pouvoirs publics et de labels (Label investissement socialement responsable, Greenfin), ainsi que par le développement de produits d'épargne « verts ». Les subventions publiques et les taxes ciblées constituent des outils utiles pour compléter ces différents leviers, dans certains cas. Des mécanismes comme les certificats d'économie d'énergie (CEE) et la responsabilité élargie du producteur (REP) encouragent les entreprises à investir dans des projets d'efficacité énergétique et de gestion des déchets dans le cadre de partenariats public-privé.

La transition soulève des enjeux en termes d'égalité et de transition juste. La transition suppose une capacité à financer des leviers de décarbonation publics et privés. Même s'ils peuvent être parfois rentables à terme, certains investissements bas-carbone peuvent être non finançables sans soutien public pour certains ménages : les capacités de financement des ménages varient en effet en fonction de leurs revenus, de leur patrimoine et de leur localisation géographique, nécessitant dans certains cas un accompagnement adapté des pouvoirs publics. La problématique de financement des investissements verts se pose également pour les entreprises, notamment les plus petites, qui ne pourront pas forcément financer l'ensemble des coûts de décarbonation.
L'Etat vise à accompagner certains acteurs qui en ont le plus besoin pour s'assurer d'une transition juste et acceptable.

Le projet de loi de finances (PLF) pour 2026 consolide le cap écologique impulsé en 2025, atteignant un niveau inédit de dépenses favorables à la transition. D'après le budget vert, qui mesure l'impact environnemental du budget de l'Etat, les dépenses favorables à l'environnement ont augmenté de 2,1 Mds€ en PLF 2026 par rapport à la LFI 2025 en 2025 pour atteindre 40,5 Mds€⁹⁰.

Dans le processus de verdissement des investissements, **la réorientation de l'épargne des ménages est favorisée**, notamment par de nouveaux dispositifs, comme le livret développement durable et solidaire (LDDS), ou le plan d'épargne avenir climat (PEAC), prévu par la loi Industrie verte. L'Etat a également mis au point avec les assureurs et les sociétés de gestion, un nouveau type d'obligations à destination des PME et ETI⁹¹, dites « obligations transition » (OT) bénéficiant d'une garantie de l'Etat et visant des financements de long terme en faveur de la transition qui a été lancé début 2025.

En parallèle de ces investissements, **des financements innovants se développent :**

➔ **Par exemple, le label Bas-Carbone⁹² permet d'inciter à la diminution des émissions de gaz à effet de serre nationales**, en encadrant et en reconnaissant officiellement des projets de réduction d'émissions et de séquestration carbone en France, dont l'impact est quantifié en tonne de CO₂eq⁹³. Le label Bas-Carbone est un dispositif qui apporte un financement tangible à l'émergence de projets vertueux pour le climat. La France porte cet exemple au niveau de l'Union Européenne pour inspirer le cadre européen, en cours de construction par le règlement Carbon Removal Certification Framework (CRCF) adopté en 2024. La territorialisation du LBC sera perpétuée afin de répondre à l'attente des financeurs de s'impliquer dans des projets de compensation locaux, exclusivement français.

➔ 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 de financer des projets bas-carbone à hauteur des émissions des vols domestiques⁹⁴, de l'obligation de financer des projets bas-carbone à hauteur des émissions des centrales électriques au charbon⁹⁵, ou de l'engagement de financer des projets

90 https://www.budget.gouv.fr/reperes/budget_vert/articles/plf-2026-6e-edition-budget-vert

91 Entreprise de taille intermédiaire

92 <https://www.ecologie.gouv.fr/label-bas-carbone>.

93 À ce jour, plus de 2 MtCO₂eq pourront être évitées et/ou séquestrées dans les trente ans à venir par des projets labellisés, et on peut s'attendre à atteindre 15 MtCO₂eq potentielles en 2030 (qui seront donc évitées et/ou séquestrées entre 2030 et 2060).

94 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 CO₂ par an sur le territoire national.

95 Prolongées pour faire face à la crise énergétique liée à la guerre en Ukraine dans la Loi portant « mesures d'urgence pour la protection du pouvoir d'achat » dite « loi MUPPA ».

bas-carbone à hauteur des émissions de GES de tous les vols réalisés par les agents des services de l'Etat et des établissements publics⁹⁶.

La réforme du système d'échange de quotas d'émissions de l'Union européenne (SEQE-UE) adoptée en 2023 (cf. Partie I. B)⁹⁷ 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** afin de respecter l'objectif fixé par l'ensemble des 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).

6.1.3. IMPACTS ENVIRONNEMENTAUX DE LA PPE

Les impacts environnementaux de la PPE sont présentés en détails dans l'évaluation environnementale stratégique de la PPE, publiée sur le site suivant : <https://www.economie.gouv.fr/>

Dans le processus de verdissement des investissements, la **réorientation de l'épargne des ménages est favorisée**, notamment par de nouveaux dispositifs, comme le plan d'épargne avenir climat (PEAC), prévu par la loi Industrie verte. L'Etat a également mis au point avec les assureurs et les sociétés de gestion, un nouveau type d'obligations à destination des PME et ETI⁹⁸, dites « obligations transition » (OT) bénéficiant d'une garantie de l'Etat et visant des financements de long terme en faveur de la transition qui a été lancé début 2025 et dont les premières émissions sont attendues d'ici la fin de l'année 2025.

En parallèle de ces investissements, **des financements innovants se développent :**

→ par exemple, **le label Bas-Carbone⁹⁹ permet d'inciter à la diminution des émissions de gaz à effet de serre nationales**, en encadrant et en reconnaissant officiellement des projets de réduction d'émissions et de séquestration carbone

en France, dont le bilan final est comptabilisé en réductions d'émissions (RE), où 1 RE correspond à une tonne de CO₂eq¹⁰⁰. Le label Bas-Carbone est un dispositif qui apporte un financement tangible à l'émergence de projets vertueux pour le climat. La France porte cet exemple au niveau de l'Union Européenne pour inspirer le cadre européen, en cours de construction par le règlement Carbon Removal Certification Framework (CRCF) adopté en 2024. La territorialisation du LBC sera perpétuée afin de répondre à l'attente des financeurs de s'impliquer dans 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 (CPE) se sont développés. Le tiers-financement a été ouvert à l'Etat, aux établissements publics et aux collectivités territoriales à titre expérimental par la loi de mars 2023¹⁰¹ 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 de financer des projets bas-carbone à hauteur des émissions des vols domestiques¹⁰², de l'obligation de financer des projets bas-carbone à hauteur des émissions des centrales électriques au charbon¹⁰³, ou de 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 publics¹⁰⁴).

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**

96 Qu'ils soient nationaux ou internationaux (circulaire Services Publics Ecoresponsables).

97 La réforme du système d'échange de quotas d'émissions de l'Union européenne 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.

98. entreprise de taille intermédiaire

99. <https://www.ecologie.gouv.fr/label-bas-carbone>.

100. À ce jour, plus de 2 MtCO₂eq pourront être évitées et/ou séquestrées dans les trente ans à venir par des projets labellisés, et on peut s'attendre à atteindre 15 MtCO₂eq potentielles en 2030 (qui seront donc évitées et/ou séquestrées entre 2030 et 2060).

101. 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.

102. 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 CO₂ par an sur le territoire national.

103. Prolongées pour faire face à la crise énergétique liée à la guerre en Ukraine dans la Loi portant « mesures d'urgence pour la protection du pouvoir d'achat » dite « loi MUPPA »

104. Qu'ils soient nationaux ou internationaux (circulaire Services Publics Ecoresponsables).

traduire par une augmentation des recettes que les États membres tirent du marché européen du carbone, et par 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 États 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).¹⁰⁵

105. 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).

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 sur 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 (CEE) 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 milliards d'euros de travaux¹⁰⁶ ont été financés au titre des CEE, dont 23 % depuis le début 2022. Le niveau d'obligation des CEE a augmenté de 25 % pour la cinquième période 2022-2025 pour l'élever à 3100 TWhc (dont 1130 TWh pour les ménages les plus précaires).
- ➔ En 2024, 73 % des ménages bénéficient de l'aide MaPrimeRénov', concernant les ménages modestes et très modestes, sur un montant total d'aide distribué de 3,3 milliards d'euros pour la rénovation énergétique. Depuis le 1^{er} janvier 2024, un parcours accompagné permet aux ménages de réaliser des rénovations d'ampleur, à l'aide d'un barème de financement progressif et ouvert à l'ensemble des catégories de ressources. Ainsi, un ménage très modeste souhaitant rénover une passoire énergétique avec un gain supérieur à quatre classes au DPE pourra prétendre jusqu'à 70 000 euros hors taxe d'aide au titre de MaPri-

meRénov'¹⁰⁷ Parcours accompagné. La poursuite du déploiement du service public de la rénovation de l'habitat, France Rénov', la pérennisation de son financement à partir du 1^{er} janvier 2025 et la montée en puissance, depuis le 1^{er} 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 critères de décence énergétique dans le marché locatif, instaurés 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. 38 % du parc locatif privé (en l'état actuel) est concerné par l'extension progressive des critères de décence énergétique, d'ici à 2034. Plus précisément, depuis le 1^{er} janvier 2025, les logements classés G, soit 6,9 % du parc, ne sont plus considérés comme décents, lors du renouvellement ou de la mise en location. En janvier 2028, 9 % de logements supplémentaires (étiquette F) seront concernés, avant une extension, en 2034, à 22 % de logements supplémentaires (étiquette E)¹⁰⁸. Par 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 concerné¹⁰⁹.
- ➔ L'aide financière MaPrimeRénov', dont le montant total consacré aux travaux de rénovation énergétique est de 3,29 milliards d'euros en 2024 (voir partie 6.6.1., page 187), cible particulièrement les ménages précaires : en effet, 73 % des projets financés étaient destinés aux ménages modestes ou très modestes¹¹⁰. 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 jusqu'à 100 % pour des ménages très modestes, avec les aides des collectivités) et une prime de sortie de passoire énergétique correspondant à une majoration de 10 points du taux de financement initial ;

106. 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, équipement...), par exemple quinze ans pour un congélateur ou trente ans pour l'isolation d'une maison. 100 TWh cumac sont équivalents à la consommation énergétique résidentielle d'un million de Français pendant quinze ans.

107. La subvention MaPrimeRénov' permet de financer des travaux de rénovation énergétique « par geste » (isolation, changement du système de chauffage, installation d'une ventilation, réalisation d'un audit énergétique) et de rénovation énergétique d'ampleur associée à l'intervention d'un opérateur Mon Accompagnateur Rénov'.

108. Observatoire national de la rénovation énergétique, décembre 2024. Le parc de logements par classe de performance énergétique au 1^{er} janvier 2024.

109. 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 1^{er} janvier 2023 », données et études statistiques (developpement-durable.gouv.fr), données complémentaires.

110. Les chiffres clés de l'ANAH, édition 2024 (anah.gouv.fr).

→ afin de mieux financer le reste à charge et faciliter l'accès des ménages à des crédits bancaires, l'État a mis en place plusieurs prêts réglementés. Tout d'abord, les ménages solvables peuvent, depuis 2009, s'orienter vers un éco-prêt à taux zéro (éco-PTZ) d'un montant maximal de 50 000 euros, dont le remboursement est périodique. Ensuite, les ménages moins solvables peuvent, depuis septembre 2024, souscrire un prêt hypothécaire de 50 000 euros maximum, dénommé prêt avance rénovation (PAR+), dont le remboursement n'est exigible qu'à la mutation du bien rénové, et dont les intérêts des dix premières années sont pris en charges par l'État par le biais d'un crédit d'impôt. De plus, ces prêts peuvent faire l'objet d'une garantie publique à hauteur de 75 % de la perte éventuellement encourue au titre du Fonds de garantie pour la rénovation (FGR).

LA TRÊVE HIVERNALE ET LE SERVICE MINIMUM D'ALIMENTATION EN ÉLECTRICITÉ

Pendant la trêve hivernale, entre le 1^{er} 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 1^{er} avril 2023¹¹¹, une période d'alimentation minimale en électricité de soixante 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, en dehors de la période de trêve hivernale. Pendant cette période, l'alimentation en électricité est maintenue à 1 kVA, 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'État aux ménages modestes, pour les aider à payer

leurs factures d'énergies, quel que soit le mode de chauffage (électricité, gaz, bois, fioul, GPL, etc.) ou des travaux de rénovation énergétique. Aide de l'État 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.

Reposant 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). Jusqu'en 2023, les ménages n'avaient aucune démarche à effectuer pour l'obtenir; il leur était 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 euros. Près de 84 % 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.

Une évolution du chèque énergie, nécessaire après la suppression de la taxe d'habitation, a été introduit à l'article 173 de la loi de finances pour 2025, 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).

Les textes d'application ont été adoptés le 31 juillet 2025. Le chèque énergie est dorénavant attribué par le croisement du numéro de point de livraison du logement avec les données fiscales du foyer fiscal associés au numéro fiscal du titulaire du contrat de fourniture d'électricité. De plus, depuis l'été 2025, une nouvelle option de dématérialisation est ajoutée au dispositif : le « e-chèque ».

Enfin, 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 espaces France services depuis 2024.

111. 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.

6.2.2. ASSURER L'INFORMATION DE TOUS, ET LA TRANSPARENCE SUR LES COÛTS ET LES PRIX DES ÉNERGIES

Connaître et faire connaître le prix des énergies et les différentes composantes de coûts qui le constituent 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 de 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 kilomètres 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-service.

Enfin, le site internet Prix-carburants.gouv.fr permet au public d'avoir accès, en temps réel, aux prix pratiqués par la plupart des stations-service, 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 (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 leurs 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 dix salariés et moins de 2 millions d'euros de chiffre d'affaires) ou un non-professionnel (copropriété, association...). Le médiateur peut être saisi dans un délai compris entre deux 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 leurs 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 matière 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 1^{er} 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'État devra assurer un écart de coût défavorable à la solution fossile par rapport aux solutions décarbonées.

I 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 réindustrialisation 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 bénéfices 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 États-Unis. Le mix énergétique de demain, 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, de transport et de 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'offres à des critères de résilience, de cybersécurité, environnementaux et sociaux, et, dès que possible, à des critères de préférence européenne, conformes aux engagements internationaux de la France.

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 sous-composants et matériaux clés nécessaires à leur fabrication. Le dispositif fait l'objet d'un bilan positif et s'inscrit au centre de la dynamique de réindustrialisation et de réduction des dépendances vis-à-vis des États-tiers. Depuis 2024, le C3IV a permis de soutenir environ 60 projets sur le territoire français pour un coût de 2,3 à 2,9 Md€, sous réserve de leur réalisation, représentant des investissements totaux de 19 à 23 Md€ d'ici 2030. Il soutient par exemple l'installation d'un projet d'usine de recyclage d'aimants permanents, la construction d'une nouvelle usine de fabrication de pompes à chaleur, la modernisation d'une usine de pales d'éoliennes en mer, un projet de production de matériaux actifs de cathodes pour batteries, la construction de gigafactories de batteries et de panneaux photovoltaïques. Sa prolongation est portée dans le cadre du projet de loi de finances pour 2026.

6.4. Assurer la compétitivité des prix de l'énergie

6.4.1. COÛTS DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE

Dans son document « Futurs énergétiques 2050 »¹¹², puis dans la mise à jour à l'occasion de son Bilan prévisionnel 2023-2035¹¹³, RTE a estimé les coûts futurs des différentes filières de production d'électricité. Les principaux résultats obtenus en 2021 dans cette étude (avant crise énergétique), exprimés en coût complet pour chaque filière, sont synthétisés ci-dessous.

Il est toutefois important de noter que la comparaison des coûts complets de production en €/MWh (aussi appelée LCOE) ne suffit pas à définir le choix optimal de mix de production. La comparaison des choix de mix électrique doit être évaluée **à l'échelle du système électrique**, en intégrant les coûts complets de l'ensemble de la chaîne production-flexibilités-réseau ; c'est cette approche que RTE a appliqué pour les évaluations des « Futurs énergétiques 2050 ».

Dans le Bilan prévisionnel 2023, RTE a évalué les investissements nécessaires dans la production d'électricité et les flexibilités (hors infrastructures de

réseau), pour se placer sur des trajectoires d'atteinte des objectifs publics (dont le scénario « A-ref » constitue une borne haute par rapport aux trajectoires décrites dans la présente PPE 3) : ils doivent tripler à l'horizon 2030-35, et représenter de l'ordre de 25 milliards à 35 milliards d'euros en rythme annuel à l'horizon 2035.

RTE a, en outre, évalué le coût complet annualisé du système (hors réseau), tenant compte de l'amortissement des investissements sur la durée de vie des infrastructures. Il s'élève à environ 50 milliards d'euros par an en 2035, en hausse par rapport aux précédentes évaluations, compte tenu de la mise à jour des coûts, de l'évolution des conditions d'approvisionnement et des nouvelles contraintes sur l'implantation des parcs d'énergies renouvelables (contraintes, notamment, sur l'emplacement des projets éolien en mer – éloignés des côtes – et photovoltaïques).

Rapporté aux volumes d'électricité produits, le coût complet de production du système (hors réseau) n'augmente cependant que légèrement au cours

COMPARAISON DES COÛTS COMPLETS ANNUALISÉS

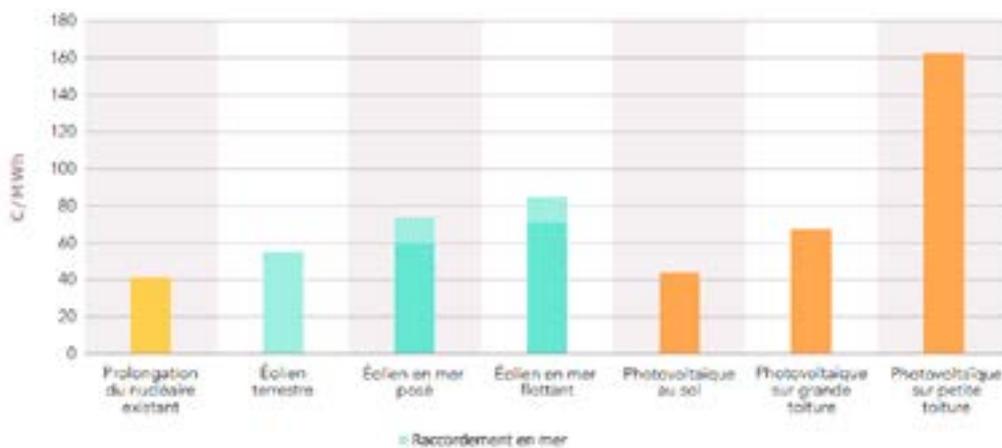


Figure 37. Comparaison des coûts complets annualisés (OPEX et annuités dues) pour les différentes capacités en exploitation à l'horizon 2030, dans la moyenne des six scénarios de mix étudiés dans « Futurs énergétiques 2050 » (Source : RTE, FE 2050, page 577, chiffres en €2020), hors coûts induits pour le système électrique

112. <https://www.rte-france.com/analyses-tendances-et-prospectives/bilan-previsionnel-2050-futurs-energetiques#Lesdocuments>

113. <https://www.rte-france.com/analyses-tendances-et-prospectives/les-bilans-previsionnels>

Et plus particulièrement le chapitre 9 sur l'économie du système électrique : <https://assets.rte-france.com/analyse-et-donnees/2024-07/Bilan%20previsionnel%202023%20Chapitre%209%20Economie%20systeme%20electrique.pdf>

INDICE DE COMPÉTITIVITÉ DE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE DANS LES SCÉNARIOS DU CONTEXTE MACROÉCONOMIQUE FAVORABLE (A ET B)

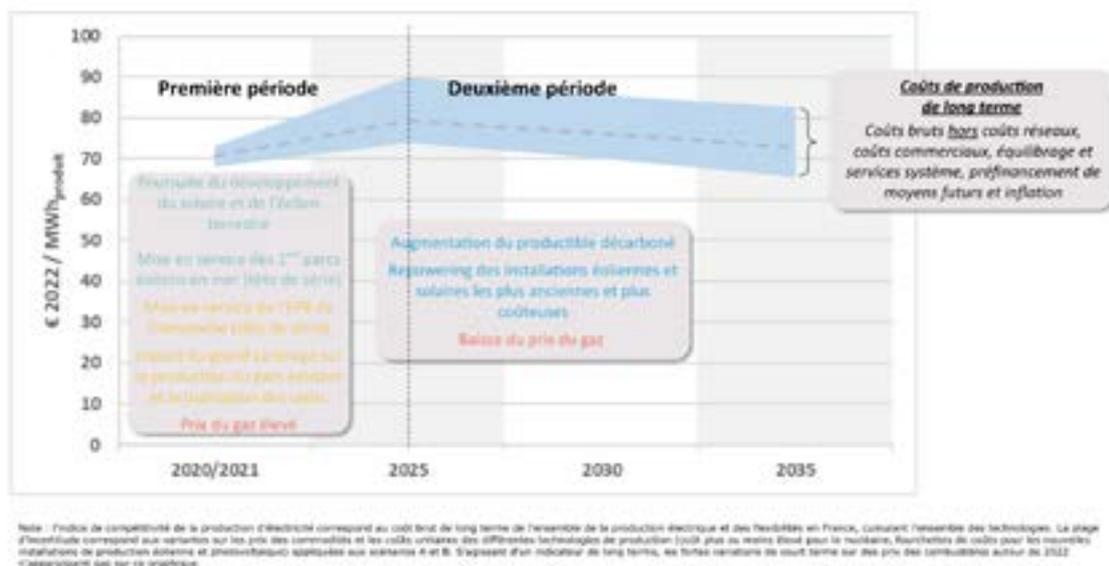


Figure 38. Indice de compétitivité de la production d'électricité en France dans les scénarios du contexte macroéconomique favorable (A et B)
Source : RTE, Bilan prévisionnel 2023-2035

des prochaines années. Le coût de production d'électricité se stabilise entre 2025 et 2035 autour de 75 €/MWh (dans des conditions de financement du cadre macroéconomique favorable). RTE a actualisé ses analyses du coût du système électrique français dans son Bilan prévisionnel 2025. Il montre que l'effet d'une baisse des trajectoires de développement du parc de production sur ce coût complet est de second ordre par rapport à l'effet de l'accélération de la décarbonation ou celui du développement des renouvelables en Europe. Il est ainsi plus efficace sur le plan économique de placer le système électrique sur une trajectoire d'atteinte des objectifs publics en matière de décarbonation.

Le coût complet du système électrique français demeure par ailleurs globalement stable et prévisible, car dépendant très largement des coûts fixes du nucléaire, de l'hydraulique et des énergies renouvelables, et assez peu des combustibles fossiles. En revanche, le prix de marché de l'électricité pourrait rester fortement corrélé avec celui du gaz¹¹⁴, ce qui justifie des mécanismes régulatoires tel que le post-ARENH (voir partie 6.4.3, page 169).

En comparaison avec d'autres pays européens voisins comme l'Allemagne, les coûts de production en France demeurent, à ce stade, compétitifs.

114. Voir paragraphe 9.4.2.2 du Bilan Prévisionnel 2023 de RTE.

ACTION COÛT.1

Actualiser l'évaluation des coûts complets des scénarios de mix électrique de la PPE

RTE, en lien avec la CRE, procédera à une mise à jour des coûts complets du système électrique futur et du coût de production du MWh dans le cadre de ses études prospectives, notamment le bilan prévisionnel prévu à l'article L. 141-8 du code de l'énergie et le Schéma décennal de développement du réseau prévu à l'article L. 321-6 du même code, ou encore dans le cadre de l'actualisation des « Futurs énergétiques 2050 ». Cette évaluation sera détaillée par période en fonction de l'entrée en production de chaque moyen (prolongation du parc nucléaire, nouveau nucléaire, éolien, photovoltaïque, gaz renouvelable, STEP...) et prendra en compte les coûts liés aux réseaux et aux moyens de flexibilité.

- Évaluer l'équilibre économique du parc de production électrique à long terme, et l'impact sur l'ensemble des filières;
- évaluer les conséquences économiques des trajectoires envisagées, en analysant, en particulier, l'évolution des prix de marché en fonction des scénarios de production/consommation envisagés, les conséquences sur le fonctionnement et les coûts des différentes filières, et l'impact sur les montants de soutiens publics nécessaires.

6.4.2. 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, sur son Bilan prévisionnel 2023-2035 publié en 2023 ainsi que sur son dernier Bilan prévisionnel publié fin 2025 qui a ajusté les trajectoires proposées auparavant.

Dans « Futurs énergétiques 2050 », RTE présente trois scénarios de consommation d'électricité à 2050, et six scénarios de mix de production d'électricité, en 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 coûteux dans une vision intégrée, mais ils supposent également des paris technologiques lourds.

Les scénarios fondés 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 l'horizon 2030, en accentuant les réductions d'émissions de gaz à effet de serre à court et à moyen termes. 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.

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. Par ailleurs, développer les flexibilités facilitera le nécessaire équilibrage entre offre et demande d’électricité. (voir partie 6.4.1., page 165).

S’agissant du parc nucléaire, RTE pointe la pertinence économique, à l’échelle de la collectivité, du réinvestissement dans le nucléaire, que ce soit à travers la prolongation des centrales nucléaires existantes ou bien via 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 existants 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 sous certaines conditions, 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 la moindre variabilité de sa production et de son caractère programmable 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, considérés comme des technologies produisant de l’électricité à un coût compétitif, et ce, quel que soit la capacité nucléaire développée.

Toutefois, l’État considère que 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 posé, 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 les ombrières, ainsi que l’agrivoltaïsme sera nécessaire.

6.4.3. 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 sur le coût de production de 1 MWh additionnel par la centrale en fonctionnement la plus chère. Depuis plus de vingt ans, ces modalités permettent 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, et constitue en cela un élément important dans l'intégration européenne en matière d'énergie.

En revanche, ce cadre de marché ne permettait 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 ont donc été complétées au niveau européen par la réforme européenne du marché (paquet législatif Electricity Market Design publié au Journal officiel de l'UE le 26 juin 2024), dans l'objectif de permettre aux États membres de mieux maîtriser les prix de l'électricité, tout en décarbonant leur mix. Cette réforme favorise l'émergence d'un signal prix 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 environ 95 % en 2024, en développant notamment les instruments suivants :

- 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 États membres.

LA RÉGULATION DU PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ ISSUE DU PARC NUCLÉAIRE EXISTANT, VECTEUR DE COMPÉTITIVITÉ

En parallèle de ce travail européen, l'État porte des travaux nationaux sur la régulation du nucléaire existant.

La régulation actuelle du prix de l'électricité, fondée sur l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) a permis depuis le 1^{er} 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 au 31 décembre 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 ».

Cette nouvelle régulation du nucléaire a été inscrite dans la loi de Finance initiale pour 2025, conformément aux annonces du Gouvernement du 14 novembre 2023. Cette régulation a pour objectif

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.

La nouvelle organisation du marché de l'électricité français repose sur deux piliers, tels que présentés dans la consultation publique réalisée par l'État en novembre 2023 :

- d'une part, un encouragement du développement de contrats de long terme négociés entre acteurs sur les marchés et adaptés à leurs besoins. Afin de faire émerger davantage de liquidités sur les marchés aux horizons de moyen et long termes, conformément à la réforme du marché européen, des compétences en matière de surveillance de la liquidité et de la transparence des marchés de gros seraient notamment confiées à la Commission de régulation de l'énergie ;
- d'autre part, le mécanisme de régulation des revenus d'EDF issu du parc nucléaire existant protégeant les consommateurs en cas de situations de prix élevés. Ce mécanisme consisterait à :
 - prélever une fraction des revenus du parc de production nucléaire au-delà d'un certain seuil ;
 - redistribuer ce montant à l'ensemble des consommateurs. Ce versement nucléaire universel a été adopté par la loi de finances initiale pour 2025. Les premières mesures réglementaires d'application ont été publiées depuis le 5 septembre 2025. Les autres mesures seront publiées prochainement.

Cette nouvelle 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 la République dans son discours de Belfort ;
- renforce la protection du consommateur, en incitant les fournisseurs à se couvrir à plus long terme ;
- permette le partage de la compétitivité du parc nucléaire entre EDF et les consommateurs.

ACTION MAR.1

Donner des signaux de long terme pour déclencher des investissements et garantir l'accès à une énergie bas-carbone et compétitive

- Faire émerger davantage de liquidités sur les marchés aux horizons de moyen et long terme, dans le cadre de la mise en œuvre des dispositions de la réforme européenne du marché de l'électricité, et finaliser le cadre réglementaire de versement nucléaire universel.
- Inciter les fournisseurs à une pratique d'approvisionnement prudente et de long terme, pour renforcer leur résilience à un choc de marché.

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'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 a été mise en place (voir partie 6.4.3., page 169), 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 sur la compétitivité de ces entreprises ;

- la réduction de tarif d'utilisation du réseau public de transport d'électricité 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 une politique de performance énergétique ;
- des tarifs 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 (supérieurs à 10 MW) se mettent à disposition de RTE, qui peut les couper (passage en dessous d'une puissance plafond) en moins de cinq secondes en cas de besoin ;
- des soutiens directs à la décarbonation et 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 durée un prix de l'électricité compétitif pour les entreprises, en particulier les entreprises électrointensives exposées à la concurrence internationale

- Maintenir dans la durée les dispositifs contribuant à préserver la compétitivité des entreprises exposées à la concurrence internationale.

6.4.5. LES RÉSEAUX DE GAZ FONT L'OBJET D'IMPORTANTES TRAVAUX VISANT À LIMITER LEUR COÛT 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, 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 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 méthane 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, afin de continuer à desservir ces consommateurs, en réduisant le reste du réseau. Une étude de la CRE¹¹⁵ met en effet en évidence que, 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, 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, dans l'objectif d'estimer la réduction des coûts globaux qui peut être atteinte, ainsi que les politiques à prévoir pour assurer cette optimisation.

115. « Avenir des infrastructures gazières aux horizons 2030 et 2050, dans un contexte d'atteinte de la neutralité carbone », Commission de régulation de l'énergie, avril 2023.

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

La transition énergétique est un processus qui vise à réduire notre dépendance aux énergies fossiles et à promouvoir des sources d'énergie renouvelables. Cette transition a des impacts significatifs sur le marché de l'emploi et sur les compétences requises dans l'ensemble des secteurs concernés.

La transition énergétique représente à la fois un défi et une opportunité pour le marché de l'emploi. C'est en évaluant les impacts sur les emplois et en adaptant les formations au sein des branches que les salariés seront prêts à relever ces défis et à tirer parti des opportunités qui en découlent. La disparition progressive de certains emplois, l'apparition de nouveaux métiers, l'enrichissement des compétences, l'élévation des niveaux de qualification, l'incitation à de nouveaux parcours professionnels et à de nouvelles passerelles entre les métiers sont stratégiques pour la transition bas-carbone. Cette dernière conduira à des réallocations d'emploi et à des évolutions profondes du marché du travail, évolutions parfois indissociables des conséquences des autres grandes transformations de l'économie (révolution numérique, révolution démographique, réindustrialisation...), et qu'il conviendra d'accompagner pour en limiter les effets négatifs¹¹⁶.

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 dimension industrielle décarbonée et un volet emplois et compétences. Cela implique d'identifier les filières industrielles sous-jacentes et les chaînes de valeur associées, d'identifier les besoins d'investissement dans le tissu économique français et en ressources humaines

nécessaires à cette transition et, enfin, de se donner les moyens d'attirer, de former, de recruter et de fidéliser 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 a déjà donné lieu à une première publication du secrétariat général à la Planification écologique (SGPE), et se poursuit pour l'ensemble du spectre de la transition écologique. Les secteurs suivants vont faire appel à un nombre très élevé d'emplois, dont certains requièrent des compétences spécifiques :

- rénovation énergétique des bâtiments ;
- développement des énergies bas-carbone (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 démantèlement des infrastructures nécessaires à la distribution d'énergies fossiles.

Les transformations inscrites dans la planification écologique concerneraient environ 25 à 30 % des emplois du secteur privé, et pourraient permettre de créer en net, dans les prochaines années, entre 200 000 et 500 000 emplois au niveau national, selon la SNBC 2¹¹⁷. Il convient de préciser que d'autres modèles économiques signalent des diminutions d'emplois¹¹⁸. Toutefois, les nouveaux emplois et les compétences associées seront nécessaires pour

116. Accompagner le ressentiment des personnes touchées négativement par la transition écologique est en effet nécessaire pour l'image et, *in fine*, la mise en œuvre de cette transition. Cela implique de vérifier la cohérence entre, d'une part, les mesures (PSE, accords GPEC) visant à compenser les chocs sociaux imputables à l'écologie (en application du principe de transition juste) et, d'autre part, les dispositifs et les mesures visant à éviter la défiance des personnes perdant leur emploi vis-à-vis de l'ensemble de la société.

117. La PPE reprend l'estimation de création nette d'emplois induite par la planification écologique du SGPE, de 200 000 à 500 000 emplois en France d'ici à 2030. Précaution de lecture : la création d'emploi ne fait pas consensus dans la littérature économique, ni le sens des effets nets de la transition écologique sur l'emploi : il peut être positif ou négatif, selon les modèles utilisés, les hypothèses et les types de politiques environnementales retenues. Par exemple, un prix du carbone implicite, au sens des réglementations environnementales, pèserait sur l'activité et sur l'emploi, car il ne générerait pas de recettes budgétaires permettant de compenser les effets négatifs d'une hausse du prix de l'énergie. Alternativement, le recyclage des recettes budgétaires tirées d'une taxe carbone destinée aux ménages (sous forme d'un transfert forfaitaire) ou aux entreprises (sous forme de baisse des cotisations sociales) soutiendrait davantage l'activité et l'emploi.

Ces chiffres divergent avec les simulations macroéconomiques effectuées, par exemple, dans le cadre du rapport « Enjeux économiques de la transition vers la neutralité carbone » réalisé par la direction générale du Trésor. « Rapport final - Les enjeux économiques de la transition vers la neutralité carbone », direction générale du Trésor.

118. « Rapport final - Les enjeux économiques de la transition vers la neutralité carbone », direction générale du Trésor.

réussir la réindustrialisation décarbonée du pays et créer une économie plus résiliente et durable.

Pour répondre à ces besoins en main-d'œuvre, il conviendrait de former *a minima* 2,8 millions de personnes¹¹⁹ dans les secteurs prioritaires et dans tous les territoires en dix ans, dont 90 % dans le segment « Bac -3 à Bac +3 », ce qui est un enjeu colossal pour la formation professionnelle initiale et continue, et l'intégration de la jeunesse sur le marché du travail. Si plusieurs secteurs, dont l'énergie, apparaissent en tension et en manque de main-d'œuvre, 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 et des filières concernés (pour les principaux secteurs : 28 % de femmes en 2022 pour les métiers relevant du statut des industries électriques et gazières (IEG)¹²⁰ 29 % de femmes au sein de la branche UFIPEM pétrole¹²¹, 18 % de femmes pour la FEDENE, et 1 à 2 % de femmes dans le secteur du bâtiment, selon les emplois)¹²². 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.

Enjeux et actions à porter dans la PPE, en particulier sur le périmètre des emplois de l'énergie

Cinq enjeux assortis d'actions sont retenus dans la PPE :

- ➔ la création d'emplois adaptés et la transformation des emplois existants ou en extinction ;
- ➔ l'identification des compétences requises et des besoins nouveaux ;

- ➔ l'adaptation des formations et les passerelles inter emplois ;
- ➔ le recrutement par la sensibilisation et la coopération des jeunes, et avec la volonté de tendre vers l'égalité femme-homme et l'inclusion des femmes dans des métiers « genrés », tout en s'assurant de l'attractivité employeurs (conditions d'emploi et de travail) ;
- ➔ la gouvernance, le soutien aux entreprises et la question de la coordination des actions.

1. Création d'emplois adaptés et la transformation des emplois existants ou en extinction

Le développement des énergies renouvelables, comme l'éolien, le solaire et l'hydrogène, génère de nouveaux emplois dans la conception, l'installation et la maintenance des infrastructures. Par exemple, les métiers liés à l'ingénierie, à la construction et à la gestion de projets sont en forte demande.

La relance du nucléaire implique une croissance de 25 % du volume de travail d'ici à 2033 (hors gain de productivité), ce qui se traduit par un besoin de compétences s'élevant à environ 10 000 emplois par an, soit près de 100 000 recrutements en dix ans.

S'agissant de la transformation des emplois existants : de nombreux emplois dans les secteurs traditionnels de l'énergie, comme le charbon, le pétrole ou le gaz fossile, sont en déclin. Cela nécessite d'accompagner la reconversion des travailleurs vers des secteurs plus durables. Les compétences en gestion de l'énergie, en efficacité énergétique¹²³ et en technologies vertes deviennent essentielles. Nous constatons que les données et les projections foisonnent, mais qu'une comparabilité est assez ténue, compte tenu de périmètres qui se croisent et de méthodes qui divergent.

119. Chiffre amené à augmenter après intégration des dernières données de la SNBC 3 et selon le SGPE. Selon d'autres analyses, ces projections s'aligneront sur le nombre de créations et de destructions brutes d'emplois, ainsi que sur les départs en fin de carrière.

120. <https://sgeieg.fr/> (IEG)

121. <https://www.energiesetmobilites.fr/> (UFIPEM)

122. Branche des IEG industries électriques et gazières : 136 000 salariés en 2022, 157 entreprises, 28 % de femmes.

Branche industrie du pétrole : UFIPEM, 33 000 salariés, 183 entreprises et 29 % de femmes.

La FEDENE, <https://fedene.fr/>, Fédération professionnelle des entreprises de services pour l'énergie et l'environnement, regroupe six syndicats, qui œuvrent pour améliorer l'efficacité énergétique et les services aux bâtiments, décarboner la production de chaleur et de froid à partir d'énergies renouvelables et de récupération ; 50 000 salariés, 1 500 entreprises et 18 % de femmes.

Le secteur du bâtiment <https://www.metiers-btp.fr/btp-en-chiffres/>, avec 1,5 million de salariés, dont 380 000 artisans, et 410 000 entreprises comporte 2 % de femmes, moins de 1 % sur certains emplois.

Le constat partagé est la sous-représentation des femmes dans les métiers techniques. Elles sont représentées dans les fonctions support, les métiers commerciaux et en progression dans les fonctions managériales et cadres.

123. https://observatoire-competences-industries.fr/branches/services-defficacite-energetique/?doing_wp_cron=1736700830.6686310768127441406250

ACTION GPEC.1

Organiser les modalités de suivi

→ **Créer un tableau de bord de suivi annuel des emplois** de chaque filière énergétique¹²⁴, des besoins de recrutement et des départs, avec des indicateurs évaluatifs en lien avec l'ADEME et France Travail, en vue de suivre la projection emplois 2030 établie en lien avec les objectifs PPE (projection établie hors départs);

→ **consolider une vision intégrée des besoins en emplois**, avec également un volet territorial pour la PPE 3 (en lien avec la création de l'Observatoire 4.0 de France Travail, les travaux CSF NSE, ADEME, l'actualisation des EDEC, en particulier électricité) en lien avec le SGPE et la DGEFP;

→ **s'appuyer sur les conclusions et les recommandations du rapport d'application de l'article 28-6 de la directive Efficacité énergétique 2023/1791 à venir, portant sur le volet « emplois et compétences »** (ADEME).

124. Périmètre : réseaux de chaleur, froid, hydroélectricité, éolien terrestre et en mer, solaire thermique et photovoltaïque, géothermie, biogaz, nucléaire.

EMPLOIS PAR FILIÈRES ÉNERGÉTIQUES À FIN 2022 ET TRAJECTOIRE 2030

| Emplois par filières | Emplois en 2022 ¹²⁵ | Trajectoire 2030 ¹²⁶ |
|---|--------------------------------|---------------------------------|
| Réseaux de chaleur | 3 740 | 8 690 |
| Réseaux de froid | 210 | 420 |
| Hydroélectricité | 14 720 | 14 720 |
| Éolien terrestre | 14 670 | 21 656 |
| Éolien en mer | 5 080 ¹²⁷ | 33 867 ¹²⁷ |
| Solaire thermique | 2 830 | 11 320 |
| Solaire photovoltaïque | 18 920 | 56 760 |
| Géothermie | 2 780 | 8 237 |
| Biogaz | 5 290 | 14 944 |
| Filière nucléaire | 125 000 ¹²⁸ | 156 000 ¹²⁹ |
| Total énergies (hors biocarburant, hydrogène et dérivés, énergie fossile et filière réseaux) ¹³⁰ | 193 240 | 326 613 |

2. L'identification des compétences requises et les besoins de compétences nouvelles :

La transition énergétique exige des compétences techniques spécifiques, notamment dans les domaines de l'ingénierie, de l'informatique (pour les systèmes de gestion de l'énergie), du bâtiment et des sciences environnementales. Les compétences en analyse de données et en gestion de projets sont également de plus en plus recherchées. La gestion des compétences apparaît comme un enjeu clé pour permettre la transition énergétique. Un premier diagnostic avait été établi dans le cadre d'une mission préparatoire menée par Laurence Parisot en 2018¹³¹, sur laquelle la PPE adoptée en 2020 s'appuyait. Depuis, un certain nombre de dispositifs ont été conçus pour accompagner le développement de formations et de compétences dans les secteurs liés à la transition écologique.

125. Étude « Marchés et emplois concourant à la transition énergétique – Données Data », ADEME, mise à jour septembre 2024.

126. Selon la projection économique 2030 définie dans la PPE 3

127. Données issues du rapport « Observatoire des énergies de la mer », <https://merenergies.fr/>;

128. Données MATCH, focus emplois directs, projection estimée à + 25 %, <https://www.csf-nucleaire.org/fr/actualites/rapport-match-du-gifen>

129. Le rapport MATCH évalue à + 25 % les ETP directs de la filière en 2033. Élargi à l'ensemble des 220 000 emplois de la filière constatés en 2033, le besoin est d'environ 100 000 recrutements équivalents temps plein sur dix ans. Nous retenons donc 125 000 + 25 % ici.

130. Hors biocarburant essence et gazole (1 610 et 820 emplois en 2023).

131. <https://travail-emploi.gouv.fr/rapport-plan-de-programmation-des-emplois-et-des-competences>

Par exemple, les diagnostics de besoin en compétences et formation, financés dans le cadre de France 2030 (AMI Compétences et métiers d'avenir, AMICMA)¹³² sont utiles. L'AMI 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 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 ; 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. Parmi eux, **le projet porté par OPCO 2i (métiers de l'industrie)**¹³³ « Permettre la mise à disposition des compétences essentielles à la décarbonation de l'industrie » est un des lauréats. Cette formation vise à créer une culture décarbonation au sein des entreprises et à former des experts dans ce domaine. Elle concerne 300 entreprises et 20 000 salariés.

Les engagements de développement de l'emploi et des compétences (EDEC)¹³⁴ sont des accords annuels ou pluriannuels conclus entre l'État et une ou plusieurs branches professionnelles. Ils apportent **une aide technique et financière, afin d'anticiper et d'accompagner l'évolution des emplois et des compétences**, et ainsi **sécuriser les parcours professionnels des actifs occupés** dans les différentes filières (gaz, électricité et nucléaire).

Enfin, une mission a été constituée par l'État, dont les conclusions ont été rendues en juillet 2023¹³⁵. Elle s'attache à établir un état des lieux et à formuler des recommandations afin de faire face aux tensions sur les effectifs et les compétences dans l'industrie, avec un focus sur le rôle de la formation.

Des études ciblées par domaines ont également été lancées

Par exemple, s'agissant du **secteur nucléaire**, le Groupement des industriels français de l'énergie nucléaire (GIFEN)¹³⁶ a lancé le programme MATCH¹³⁷. Il s'agit d'un livrable de l'EDEC de la filière 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.

Sur les près de 100 000 recrutements nécessaires sur dix ans, 60 000 emplois portent sur les 20 segments d'activité « cœur de métiers ». Par exemple, les segments du génie civil, de la forge-fonderie et de la chaudronnerie sont en forte demande. Vingt métiers présentent notamment des besoins accrus en compétences, dont ceux de chef de projets, de soudeur ou d'électricien¹³⁸. 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'État, a été remis aux ministres chargés de l'énergie, de l'industrie, de la formation professionnelle et de l'enseignement supérieur en juin 2023. Il comprend des actions concrètes lancées dès septembre 2023, comme la création d'une plateforme unique sur les formations, les stages et les emplois dans la filière, la création de nouvelles formations ou de colorations nucléaires de filières existantes. Ce travail est complété par une stratégie pluriannuelle de formation dans le nucléaire en cours d'élaboration, en lien avec les ministères concernés, un label Formation des métiers du nucléaire étant par ailleurs envisagé.

S'agissant de la **filière réseaux** (c'est-à-dire de la fabrication d'équipements, de câbles, de matériels de raccordement, d'installation, d'exploitation, de maintenance, de transport et de distribution), elle

132. <https://www.info.gouv.fr/organisation/secretariat-general-pour-l-investissement-sgpi/cma-liste-des-diagnostics-de-formation>
133. <https://www.opco2i.fr/>

134. « L'engagement développement de l'emploi et des compétences », EDEC, Travail-emploi.gouv.fr, ministère du Travail, de la Santé, des Solidarités et des Familles.

135. <https://www.enseignementsup-recherche.gouv.fr/fr/tensions-sur-les-effectifs-et-competences-dans-l-industrie-et-dispositifs-de-formation-as-socies-93471>

136. <https://www.gifen.fr/>

137. https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/documents/2023.04.21_Synthese_Match_20-04-23.pdf

138. Selon l'Université des métiers du nucléaire, ces 20 métiers sont les suivants : automaticien, bobinier, chaudronnier, chef de projets, conducteur de travaux, personnel certifié pour les contrôles non destructifs (END- CND), dessinateur-projeteur, électricien, fondeur, forgeron, ingénieur études conception électricité, ingénieur études conception mécanique, soudeur, projeteur génie civil/projeteur BIM, technicien maintenance, technicien radioprotection, tuyauteur, ingénieur procédés/ingénieur installation générale, monteur, coffreur-bancheur.

représente aujourd'hui près de 1 600 entreprises et près de 100 000 salariés en France. La filière estime qu'elle devra pourvoir environ 8 600 emplois chaque année, dont 3 300 en alternance, soit 4 000 en cinq ans sur le cœur de métier, et 58 000 au total. Le rapport de diagnostic de France 2030 publié pour ce secteur en novembre 2024¹³⁹ souligne l'inadéquation entre les formations existantes et les besoins¹⁴⁰. Les acteurs de la filière des réseaux électriques ont ainsi signé une convention de partenariat portant sur la création d'un programme de formation, « Les Écoles des réseaux pour la transition énergétique »¹⁴¹, dans l'objectif d'anticiper et d'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. Des études sont aussi menées en lien avec le ministère de l'Éducation nationale pour modifier ou toiler les formations.

S'agissant des **filières EnR**, les énergies marines renouvelables représentent aujourd'hui plus de 6 500 emplois. Le pacte éolien en mer signé entre la filière et l'État 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, 18 000 emplois respectivement¹⁴². Le SER (Syndicat des énergies renouvelables)¹⁴³ a produit un rapport en 2024 avec les objectifs de production d'énergie renouvelable déclinés par région¹⁴⁴.

S'agissant du **secteur du bâtiment**, depuis janvier 2024, une impulsion forte a été donnée aux rénovations globales du secteur résidentiel privé, avec un renforcement des aides de l'ANAH et une augmentation forte des rénovations d'ampleur, avec plus de 91 000 logements aidés en 2024. Cette dynamique montante nécessite d'anticiper l'offre du marché à moyen terme.

Lancé fin 2023, le Plan de structuration de la filière de la rénovation des bâtiments réunit, sous l'égide du ministère de la Transition écologique, les ministères et les opérateurs publics intervenant dans les domaines de la formation initiale et continue, dans le domaine du développement des entreprises, ainsi que ceux intervenant dans le secteur du bâtiment.

L'objectif du plan est d'assurer que la filière soit prête, en capacité à faire et en compétences, pour répondre aux objectifs nationaux issus de la planification écologique. D'après les conclusions de France Stratégie ou du projet Build up Skills 2, il sera nécessaire de former entre 170 000 et 250 000 équivalent temps plein (ETP) supplémentaires d'ici à 2030, que ce soit par formation initiale, par reconversion ou par report du neuf vers la rénovation.

Il est donc nécessaire de comprendre l'état existant des formations, de faire évoluer l'offre de formations aussi bien initiale que continue, de concevoir et de diffuser les outils pour massifier la rénovation globale en particulier, de mieux mobiliser les professionnels et d'améliorer l'attractivité des métiers, en particulier auprès des jeunes. Ces réflexions sont menées à l'échelon national et territorial.

Pour illustrer les actions menées en interministériel en 2024 : la révision de 19 titres professionnels et de 48 diplômes de l'Éducation nationale ont permis d'y intégrer la rénovation d'entretien des bâtiments (REB), de nouvelles fonctionnalités ont été introduites dans le référentiel national des certifications professionnelles pour rechercher la rénovation par mot clés, des outils à destination des professionnels ont été lancés notamment par le programme de certificats d'économies d'énergie Profeel, l'appui aux groupements de petites entreprises a été porté via le programme CEE Facilaréno 2, le soutien aux innovations permettant de faire émerger des opérateurs ensembliers par l'AAP Oreno ou encore des campagnes de communication portant sur l'attractivité des métiers ont été menées.

139. <https://travail-emploi.gouv.fr/appele-manifestation-dinterets-competences-et-metiers-davenir-ami-cma>

140. Ce rapport n'est pas encore public, mais nous retrouvons les chiffres sur le site d'Enedis

141. <https://www.enedis.fr/presse/emploi-et-formation-lancement-des-ecoles-des-reseaux-pour-la-transition-energetique>

142. CGDD_A6_CHIFFRES_CLES_EnR_2022_v3_010922_GB_signets.pdf

143. syndicat-energies-renouvelables.fr/wp-content/uploads/basedoc/ser-regionalisation-ppe-2024.pdf

144. « Énergies renouvelables. La transition énergétique par les territoires : les objectifs régionaux du SER pour une PPE ambitieuse ».

La transition énergétique dans le **secteur des transports** passe aussi par le développement d'une stratégie emplois et compétences, autour de plusieurs grands axes : anticiper les besoins en fonction des métiers en tension, réduire les disparités territoriales, améliorer l'attractivité auprès de publics cibles (jeunes, femmes, salariés en reconversion), renforcer l'offre de formation professionnelle spécialisée, favoriser l'évolution des métiers face aux nouveaux besoins.

À l'horizon 2030, les branches professionnelles identifient près de 370 000 ETP à recruter et à former pour l'ensemble du secteur des transports, pour faire face aux évolutions démographiques et aux enjeux de transformation des métiers. Les besoins les plus forts concernent les métiers de la conduite et de l'exploitation, mais aussi la manutention et la maintenance, ou encore l'ingénierie en travaux publics ou en informatique.

Le SGPE a publié en juillet 2024 une « Stratégie emplois et compétences pour la planification écologique » visant à évaluer et à anticiper les impacts de la transition écologique et énergétique sur les métiers, les effectifs et les besoins d'adaptation des compétences des travailleurs (réponses nécessaires en formations initiales et continues), et à établir une stratégie nationale déterminant les enjeux de cette transition en matière d'emplois et de compétences.

Sur la base de ces travaux mais aussi des filières (exemple : diagnostic Kyu et plan d'action pour le transport ferroviaire et urbain financé par France 2030), l'année 2024 a permis d'identifier un certain nombre de leviers pour accompagner l'ensemble des acteurs, dont notamment :

- communiquer sur les métiers auprès des publics clés (jeunes, reconversion, femmes) et promouvoir le secteur auprès des acteurs de l'emploi et de la formation ;
- soutenir les partenariats entre les entreprises et les écoles, les universités et les acteurs de l'emploi et de la formation ;

- structurer les parcours d'intégration, d'apprentissage et de formation initiale et continue pour rendre le secteur attractif et fidéliser sur les perspectives de carrière ;
- intégrer les enjeux emplois et compétences de la transition écologique aux démarches RSE des entreprises ;
- favoriser les passerelles entre métiers, les reconversions professionnelles, et sécuriser les parcours professionnels pour favoriser l'intermodalité et accompagner les transitions vers les compétences et les emplois clés pour la transition écologique ;
- fluidifier les processus administratifs (notamment la délivrance du permis D, en créant un certificat provisoire avant la délivrance du permis D) ;
- actualiser les référentiels de formation, réviser les certifications professionnelles et les diplômes pour couvrir les besoins en compétences clés nouvelles ;
- créer l'École de la conduite décarbonée, soutenir la création de formations complémentaires aux formations labellisées ;
- intégrer les évolutions des compétences nécessaires dans le numérique : maintenance prédictive, intelligence artificielle, cybersécurité, etc. ;
- renforcer et accompagner les opérateur de compétences (OPCO) sur le volet transition écologique.

Il est partagé que l'on ne peut envisager facilement un transfert des emplois bruns vers les emplois verts ou verdissants sans accompagnement et sans formation. C'est ce que soulignent les filières et un certain nombre d'études et d'EDEC. Les travaux de l'ONEMEV¹⁴⁵ soulignent aussi régulièrement l'absence d'effet de vases communicants entre les deux. Les productions statistiques du SDES et du CGDD¹⁴⁶ mettent en exergue les difficultés de recrutements¹⁴⁷ et les métiers en tension, tout comme les études de l'ADEME¹⁴⁸.

145. Observatoire national des emplois et métiers de l'économie verte, ministère du Partenariat avec les territoires et de la Décentralisation, ministère de la Transition écologique, de l'Énergie, du Climat et de la Prévention des risques, ministère du Logement et de la Rénovation urbaine.

146. <https://www.ecologie.gouv.fr/commissariat-general-au-developpement-durable-cgdd>

147. Le service des données et études statistiques (SDES) a pour mission d'organiser le système d'observation socio-économique et statistique en matière de logement, de construction, de transport, d'énergie, d'environnement et de développement durable, en liaison avec les institutions nationales, européennes et internationales intéressées. Le SDES assure les fonctions de service statistique des ministères chargés de l'environnement, de l'énergie, de la construction, du logement et des transports.

Des difficultés de recrutement persistent en 2022 dans le secteur de l'économie verte, données et études statistiques.

148. « Marchés et emplois concourant à la transition énergétique dans le secteur des énergies renouvelables et de récupération », La librairie ADEME, édition 2024.

ACTION GPEC.2

Anticiper les besoins de compétences en lien avec les branches et les ministères concernés

→ **Poursuivre les actions d'anticipation et de programmation** dans le cadre de la coordination assurée pour les projets France 2030, et s'inscrire dans la trajectoire interministérielle qui sera mise en œuvre dans la suite de ce programme qui arrive à son terme;

→ **s'assurer de la mobilisation de ressources spécifiques** issues de la branche des IEG (industrie électrique et gazières), de celle du pétrole et de celle de l'efficacité énergétique, dans le cadre des mises à jour des EDEC et des études relevant des filières des métiers de l'énergie;

→ **cibler les dispositifs d'appui et d'accompagnement RH** : stabiliser les moyens disponibles pour le développement des compétences des salariés des branches professionnelles concernées, en lien avec les branches concernées;

→ **caractériser les besoins en compétences** et mettre en place, dans le cadre d'une co-construction entre l'État, 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 de la PPE;

→ **évaluer et certifier les compétences** : encourager et poursuivre la mise en place des systèmes de certification, pour reconnaître les compétences acquises dans le cadre de la transition énergétique, facilitant ainsi la mobilité professionnelle et contribuant à la valorisation de ces métiers, tant symboliquement que financièrement.

→ **appuyer les réflexions inter-filières industrielles sur les besoins consolidés** de ces dernières en matière de compétences critiques pour la filière nucléaire, voire pour l'ensemble des filières EnR, en lien avec le SGPE, la DGE et la DGEFP;

→ **contribuer à la structuration et à la mise en œuvre un plan EnR** pour accompagner les régions déployant une politique industrielle ENR, en lien avec le SGPE, la DGE et la DGEFP.

3 L'adaptation des formations aux métiers émergents et les passerelles inter-emplois

Pour répondre à ces nouveaux besoins, il est crucial d'adapter les programmes de formation. Cela peut inclure la mise à jour des cursus universitaires, le développement de formations professionnelles spécifiques et la promotion de l'apprentissage tout au long de la vie. Les partenariats entre les entreprises, les établissements d'enseignement et les gouvernements peuvent faciliter cette adaptation.

S'agissant des industries électriques et gazières (IEG), un avenant à l'accord formation et alternance conclu le 26 mai 2023 pour la branche 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 de promotion par alternance, dite « Pro-A », au sein de leur entreprise.

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 avec des actions permettant de faire valider les acquis de l'expérience (VAE). De plus, la Pro-A peut permettre l'acquisition d'un socle de connaissances et de compétences.

Les travaux menés ont permis de recenser pour chaque métier relevant de critères définis les certifications éligibles au dispositif Pro-A. Plus de 100 certifications sont désormais inscrites au RNCP (répertoire national des certifications professionnelles)¹⁴⁹. Ces travaux 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)¹⁵⁰ a, quant à lui, la responsabilité de créer un label des Écoles 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, vers des secteurs qui peinent parfois à recruter, et à susciter la création de nouvelles offres initiales et continues pour accompagner la réindustrialisation des filières du renouvelable.

France 2030 permet 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 les métiers d'avenir qui connaissent la plus forte tension à l'embauche.

149. <https://www.service-public.fr/particuliers/vosdroits/R40438>

150. <https://www.entreprises.gouv.fr/secteurs-dactivite/industrie/les-comites-strategiques-de-filiere>

**ESTIMATION DES BESOINS EN FORMATION PAR NIVEAU À L'HORIZON 2030
PAR STRATÉGIES FRANCE 2030**

| Stratégie France 2030 | <=bac | bac +2 +3 | bac +5 | > bac +5 | Formation continue | total |
|---|-----------|-----------|---------|----------|--------------------|-----------|
| Nucléaire | | | | | | 60 000 |
| Hydrogène | 60 150 | 450 | 40 100 | - | 600 | 101 300 |
| Décarbonation de l'industrie | 12 000 | 25 000 | 25 000 | - | 585 000 | 647 000 |
| Electronique | | | | | | 20 000 |
| Recyclabilité | 816 | 1 676 | 446 | - | 782 | 103 720 |
| Technologies avancées des systèmes énergétiques | 13 668 | 3 040 | 12 714 | 12 300 | 15 600 | 58 216 |
| Produits bio sourcés | 14 816 | 25 490 | 3 352 | 61 700 | 504 | 38 824 |
| Solution pour une ville durable | 10 000 | 5 180 | 1 880 | - | 1 600 | 68 660 |
| Véhicules électrique | - | - | - | - | - | 50 000 |
| Digitalisation et décarbonation des mobilités | 3 776 | 2 525 | 2 402 | - | 9 130 | 67 833 |
| Batteries | 3 536 | 9 838 | 1 993 | 252 | 12 420 | 28 039 |
| Alimentation durable | 34 488 | 29 530 | 4 782 | 330 | 23 870 | 93 000 |
| SADEA | 46 976 | 19 338 | 9 958 | 294 | 22 435 | 99 000 |
| Biomédicaments | - | 5 000 | 4 000 | 6 500 | 500 | 16 000 |
| Santé numérique | - | - | - | - | - | 50 000 |
| Industries culturelles et créatives | - | 350 | 700 | 30 | 3 425 | 64 505 |
| Aventure spatiale | 1 000 | 5 000 | 8 000 | 1 000 | 5 000 | 20 000 |
| Souveraineté numérique | 1 000 | 807 400 | 294 408 | 224 880 | 151 460 | 1 589 148 |
| Enseignement et numérique | 2 360 028 | 50 339 | 185 053 | 103 | 1 090 976 | 3 686 499 |
| Transversalité | - | - | - | - | - | 1 000 000 |

Figure 39. Source : SGPI, bilan avril 2023

ACTION GPEC.3

Favoriser l'adaptation constante des dispositifs de formation et de certification en lien avec les branches et les ministères concernés

Contribuer à coordonner les GPEC des branches et des filières relevant du champ couvert par la PPE, en veillant à la qualité intrinsèque des gpec et à leur cohérence d'ensemble

→ **Encourager le développement des programmes de formation** : veiller à la création des cursus spécifiques dans les universités et les écoles techniques, axés sur les énergies renouvelables, l'efficacité énergétique et les technologies vertes, en lien avec les parties prenantes concernées et l'AFPA¹⁵¹ ;

→ **promouvoir l'apprentissage pratique** : encourager les stages et les contrats d'apprentissage dans des entreprises et des branches du secteur de l'énergie, pour permettre aux étudiants d'acquérir une expérience concrète. S'assurer du taux d'embauche d'apprenants à l'issue ;

→ **veiller au respect de l'obligation de négocier sur la GPEC et la formation, à la fixation d'objectifs ambitieux**, et garantir une diffusion des bonnes pra-

tiques, des passerelles inter-emplois au sein d'une même branche ou entre deux secteurs touchés, et contribuer à des meilleures connaissances et visibilité de l'effort de formation professionnelle des entreprises de plus de 50 salariés ;

→ **encourager le développement d'une offre de formation continue** :

- moins chère, voire abondée pour l'industrie et l'énergie, accessible via MonCompteFormation ;
- en ciblant les certifications du registre national des certifications professionnelles (RNCP), et en favorisant le développement des abondements des branches et des entreprises ;
- en prenant en compte des compétences de transition énergétique et écologique dans les titres et diplômes d'État, en lien avec le CGDD et le SGPE ;

→ **contribuer à coordonner la qualité des travaux de GPEC** : identifier les critères évaluatifs et les seuils de satisfaction (nombre de trajectoires professionnelles changées, capacité à prendre en compte les spécificités territoriales et les acteurs territoriaux), pour assurer l'effectivité et la qualité intrinsèque des GPEC de branche et de filières, ainsi que la qualité d'ensemble de la coordination des GPEC pour la PPE.

Ce travail de coordination des GPEC pourrait être effectué sous le contrôle de la Commission d'extension des accords de branche des IEG (évoquée infra), avec la participation du ministère du Travail, au regard des accords de branche des secteurs qu'il examine. Associer des organisations comme l'AFPA, les CARIF-OREF¹⁵² et le CEREQ¹⁵³ sur ces travaux de fond en commençant par une démarche expérimentale menée sur une filière pilote.

151. <https://www.afpa.fr/>

152. <https://www.intercariforef.org/>

153. <https://www.cereq.fr/>

4. Le recrutement par la sensibilisation des jeunes et l'inclusion des femmes dans des métiers « genrés », tout en s'assurant de l'attractivité des employeurs

Travailler à l'attractivité et à l'inclusion, notamment des jeunes et des femmes dans les métiers « genrés ». Il est important de sensibiliser en amont les jeunes aux opportunités offertes par la transition énergétique. En ce sens, l'ONISEP poursuit sa communication entre emplois fléchés énergie et transition écologique, et formations initiales requises¹⁵⁴. Le moteur de recherche de France Travail répertorie plus de 150 métiers en lien avec la transition écologique et les formations associées¹⁵⁵. Dès 2025, une nomenclature spécifique en lien avec la planification écologique sera intégrée dans le nouveau répertoire opérationnel des métiers de France Travail (ROME 4.0)¹⁵⁶, avec les formations professionnelles en regard préparant aux métiers stratégiques pour la planification écologique et l'industrie¹⁵⁷.

Il convient aussi de veiller dans les stratégies de recrutement à ce que les groupes sous-représentés aient accès à ces nouvelles formations et à ces emplois. Par ailleurs, **la question de l'attractivité, de la marque employeur et la nécessité de lever les obstacles des métiers « genrés »** sont identifiés et font l'objet de mesures et de 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. Pour favoriser l'emploi des femmes dans les métiers de la transition énergétique, où elles sont, tous secteurs¹⁵⁸ et branches confondues, moins de 30 % en 2023, plusieurs actions peuvent être mises en œuvre.

S'agissant de la branche des industries électriques et gazières, l'accord relatif à la mixité et à l'égalité professionnelle entre les femmes et les hommes

2024-2028 a été signé le 11 juillet 2024. Les signataires réaffirment le rôle majeur de la branche dans l'accompagnement et dans le soutien aux entreprises dans leurs politiques de mixité et d'égalité professionnelle femme-homme, notamment autour de trois :

- ➔ analyser et mieux comprendre les sources d'inégalités entre les femmes et les hommes : au-delà de la consolidation d'indicateurs genrés, la branche produit des analyses ciblées, qualitatives et documentées permettant d'identifier des leviers d'actions et de progrès pour les entreprises ;
- ➔ impulser et soutenir les innovations au sein des entreprises de la branche : la branche est le lieu privilégié de partage des meilleures pratiques d'entreprise. Elle assure également un rôle d'ouverture, de veille et de prospective, en organisant le partage des ressources pour les entreprises ;
- ➔ partager, déployer et communiquer : la branche communique, notamment via le site internet du SGE des IEG et sa plateforme ressources spécifique à la lutte contre les violences sexistes et sexuelles. Elle publie également des supports, principalement à destination des managers, des RH, et des représentants du personnel, afin de les sensibiliser et de les informer sur les nouvelles thématiques de l'égalité professionnelle femme-homme et de l'inclusion. Cet accord constitue le socle de référence des entreprises de la branche, afin que chacune d'elles poursuive, renforce et mette en œuvre une politique de mixité et d'égalité professionnelle entre les femmes et les hommes.

154. <https://candidat.francetravail.fr/metierscope/metiers-avenir/transition-ecologique>

155. Rechercher un odd - JobDD.

156. https://www.francetravail.org/files/live/sites/peorg/files/documents/Statistiques-et-analyses/Open-data/ROME/ROME_Presentation.pdf

157. Des actions de communication sectorielle ont été mises en œuvre, à l'instar du « navire des métiers » (mer), du portail Monfuturjobauto (automobile), de Very wood métiers(bois), de Monmetierdenfer.fr (ferroviaire), ou encore de la websérie « Les Reconstructeurs » (construction). Accuei, Mon métier d'en-fer, Futur en train.

158. Travaux de la DARES, également sur ce sujet :

https://dares.travail-emploi.gouv.fr/sites/default/files/fffb86c7abea86b7af6a67b981ff7fa65/DE_mixit%C3%A9_conditions%20de%20travail.pdf
<https://dares.travail-emploi.gouv.fr/publication/metiers-de-femmes-metiers-dhommes-en-quoi-les-conditions-de-travail-des-femmes-et-des>

Les signataires mettent ainsi l'accent sur trois priorités :

- **développer la mixité de tous les métiers, et la fluidité des parcours professionnels entre ces métiers**, afin de viser une représentation équilibrée entre les femmes et les hommes dans tous les emplois (y compris les emplois à responsabilité);
- **garantir l'égalité salariale** et, plus globalement, **l'égalité de traitement** entre les femmes et les hommes au sein des entreprises de la branche;
- **prendre en compte les questions de prévention, de santé, de sécurité et de conditions de travail** dans une approche très large de l'égalité professionnelle femme-homme, qui vise non seulement la lutte contre toutes les formes de violences au travail, mais également l'impact des violences conjugales et/ou intrafamiliales sur les entreprises, ainsi que l'identité de genre, ou les enjeux de santé reproductive et sexuelle pour les femmes et les hommes.

Ces orientations sont assorties d'objectifs mesurables, avec des échéances et indicateurs de suivi.

Enfin, une attention est portée sur le fait de **mieux cibler les décrocheurs du système scolaire dès la formation initiale, avec les initiatives intéressantes des Écoles de production**¹⁵⁹ (métiers industriels, du bâtiment, de l'écologie), **celles du réseau ETRE**¹⁶⁰ (métiers de la transition écologiques).

La commission d'extension des accords de branche des industries électriques et gazières (prévue par l'article L.161-3 du code de l'énergie), gérée par la DGEC, exerce les missions de la Commission nationale de la négociation collective du ministère du Travail en matière d'extension des accords collectifs. Cela conduit la DGEC à examiner et à rendre applicables les accords négociés au sein des entreprises IEG sur tous les sujets (dont le champ GPEC, l'égalité professionnelle, la formation, etc.).

159. <https://www.ecoles-de-production.com/>

160. <https://www.ecole-transition.eu/>

161. Ces rencontres périodiques sont à étendre à fréquence annuelle aux principales entreprises du secteur du pétrole et de l'efficacité énergétique, afin de porter et infuser les sujets recrutement, GPEC, égalité professionnelle et formation, condition d'emploi et de travail et marque employeur. À l'occasion de ces rencontres, la DGEC (en lien avec d'autres organismes spécialisés) peut porter des sujets au-delà des strictes obligations légales et indicateurs fixées par le code du travail (type actions de mentoring, d'ambassadeurs métiers, démarches écoles, partenariats associatifs en vue de favoriser la cooptation des jeunes et des femmes dans les métiers genrés etc.) et encourager la poursuite des dispositifs de certification pour reconnaître les compétences acquises dans le cadre de la transition énergétique, en vue de faciliter la mobilité professionnelle. Enfin, demander des états de suivi périodiques des objectifs prévus dans les accords de branche égalité professionnelle, GPEC et formation. Évaluer l'impact des politiques RH dans ces domaines et dans celui du recrutement, et voir de quelle manière les stratégies sont ajustées au regard des attendus. Inviter les DRH à diffuser leurs bonnes pratiques auprès des branches professionnelles paires également touchées par la transition énergétique, et s'assurer de la coordination cohérente de ses politiques RH.

162. <https://www.egalite-femmes-hommes.gouv.fr/toutes-et-tous-egaux-plan-interministeriel-pour-legalite-entre-les-femmes-et-les-hommes-2023-2027>

ACTION GPEC.4

Suivre le déploiement des politiques rh et favoriser le recrutement par des actions de communication ciblées, en lien avec les branches et les ministères concernés

→ **Assurer le suivi des politiques RH de branche traduites dans les accords négociés et la mise en œuvre de celles-ci, les moyens alloués, dans le cadre des rencontres avec les DRH** de ces entreprises¹⁶¹.

→ **Demander des présentations annuelles et un état de suivi des sujets GPEC/formation/recrutement/actions mises en œuvre sur les métiers en tension et égalité professionnelle**, à l'occasion des conseils d'administration des entreprises de ces branches sous tutelle ministérielle, et s'assurer de leur coordination entre filières et branches.

→ **Renforcer la coordination des actions mises en œuvre pour accroître la féminisation des métiers dans les métiers de l'énergie**, conformément au Plan interministériel pour l'égalité entre les femmes et les hommes (2023-2027)¹⁶² ;

→ **encourager la tenue de forums, d'événements de réseautage, de conférences et d'ateliers spécifiquement destinés aux femmes, à la découverte des métiers**, pour leur permettre de rencontrer des professionnels du secteur et d'échanger sur les opportunités d'emploi¹⁶³, et **favoriser la mise en place des programmes de mentorat**, où des femmes expérimentées dans le secteur accompagnent et conseillent les nouvelles arrivantes, les aidant à naviguer dans leur carrière;

→ **encourager les branches à mettre en place des réseaux de soutien pour les femmes travaillant dans la transition énergétique**, favorisant l'échange d'expériences et de conseils. Encourager et participer aux événements type Journée des droits des femmes, pour apporter des témoignages de carrières féminines dans les métiers de l'énergie;

→ sensibiliser et informer :

- **encourager des campagnes de sensibilisation** pour promouvoir les carrières dans le secteur de la transition énergétique auprès des jeunes filles et des femmes, en mettant en avant des modèles féminins et des réussites dans ce domaine, et pour informer le public, les jeunes, les écoles et les travailleurs sur les opportunités d'emploi dans le secteur de la transition énergétique et les avantages de ces métiers et branches professionnelle;
- **encourager la participation** des branches professionnelles IEG et autres aux forums, aux salons de l'emploi et aux conférences sur la transition énergétique, pour mettre en relation les employeurs et les chercheurs d'emploi;

→ **recrutement des jeunes** : contribuer à la diffusion de la communication du Service civique écologique et s'assurer de la mise en œuvre de passerelles vers les emplois stratégiques pour la planification écologique, en lien avec le SGPE, la DJEPVA et les branches professionnelles concernées. Favoriser les démarches réservées aux jeunes (réseaux Etre et École de production).

5. Gouvernance, soutien aux entreprises et coordination des actions

L'effet cumulé de skill distance (écart de compétence) 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 des secteurs de l'automobile et du charbon) et **emplois nouveaux** (EnR), qui sont, eux, mieux répartis sur le territoire (étude SER précédemment citée).

Des pistes permettant de répondre à ces contraintes peuvent trouver source dans les EDEC (volet prospectifs et volet plan d'action), et peuvent être à généraliser sur les secteurs identifiés comme touchés par la transition, et à croiser avec des démarches de gestion prévisionnelle au niveau territorial (GPECT) abouties, et les travaux du CEREQ (articulation formation, emploi et travail)¹⁶⁴. La modélisation issue de l'expérimentation du Support aux dialogues prospectifs (SDP)¹⁶⁵ pour la rénovation énergétique proposée par l'ADEME, qui conceptualise la notion de territoire de compétence, est en ce sens aussi à retenir comme outil. Les quatre pactes territoriaux qui accompagnent les régions concernées par les fermetures de centrales à charbon 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 des bassins d'emplois touchés, tous types confondus (IEG, portuaires ou sous-traitants)¹⁶⁶.

La transition et les grands projets associés (EPR2, accélération des renouvelables et rénovation énergétique) accentuent la question des « emplois en tension », 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 formation professionnelle, surtout dans les PME, reste particulièrement avéré. La situation est très différente entre les grandes entreprises du secteur de l'énergie (exemple de la branche des IEG supra, de moyens RH et GPEC déployés par une entreprise comme EDF), les sous-traitants et les prestataires plus fragiles, avec des compétences très spécifiques. Le secteur de la rénovation énergétique est plus dominé par les petites entreprises et l'artisanat, pour lesquels la transition numérique est également un défi.

163. <https://www.ellesbougent.com/Women-in-nucleair-WiN-France-ou-encore-«-femmes-et-sciences»-Femmes-&Sciences>

164. <https://www.cereq.fr/la-transition-ecologique-au-travail-emploi-et-formation-face-au-defi-environnemental>

165. <https://librairie.ademe.fr/societe-et-politiques-publiques/5517-developper-l-emploi-et-la-renovation-energetique-des-logements-avec-le-sup-port-aux-dialogues-prospectifs-sdp.html>

166. <https://www.info.gouv.fr/upload/media/content/0001/07/b418420ee50dc28e5efd59bb22d6b50c222c5492.pdf>

La question du pilotage interministériel abordée dans le rapport Parisot semble encore perfectible. Il convient toutefois de souligner la mise en place de la commission emplois/compétences du CNI¹⁶⁷, du SGPE, les discussions des enjeux d'emplois et de compétences devant le CNTE¹⁶⁸ et la création du Comité national pour l'emploi¹⁶⁹, qui sont des instances où ces enjeux pourront être discutés entre les pouvoirs publics et les organisations syndicales et patronales.

Une nécessité de simplifier le processus et d'améliorer la question des calendriers divergents émanent des besoins des branches et des filières, tout comme une meilleure centralisation de l'accès aux ressources. L'ONEMEV remplit ce rôle, ainsi que le réseau Emplois et Compétences, porté par France Stratégie¹⁷⁰, qui fait un travail important de coordination et de discussion entre acteurs publics et privés, en complément du travail de l'ONEMEV).

La question de l'amélioration de la visibilité des dispositifs d'aides et de lisibilité des sources de financement possibles existants, et celle de la difficulté à mobiliser ces dispositifs pourraient aussi être améliorées, selon les branches professionnelles. Enfin, la valorisation des actions territoriales qui fonctionnent, la capacité de mener des retours d'expérience (RETEX), de parvenir à modéliser les premiers exemples de redéploiement de compétences et de salariés, et les diffuser semblent d'autres actions à porter.

ACTION GPEC.5

Favoriser les partenariats et soutenir les entreprises

→ **Partenariats stratégiques** : favoriser les collaborations et les partenariats entre les entreprises, les branches, les établissements d'enseignement, l'État et les services des régions, pour aligner les besoins en compétences avec les programmes de formation ;

→ **politiques publiques** : suivre et évaluer régulièrement l'impact des politiques mises en œuvre sur l'emploi, et ajuster les stratégies en conséquence ;

→ **prendre en compte les conclusions du rapport d'application de l'article 28-6 de la directive Efficacité énergétique à venir sur le volet « emplois et compétences ».**

167. <https://www.entreprises.gouv.fr/secteurs-dactivite/industrie/la-commission-competences-et-attractivite-des-metiers-de-lindustrie>

168. <https://www.ecologie.gouv.fr/politiques-publiques/conseil-national-transition-ecologique>

169. Une nouvelle gouvernance au service des territoires : le comité national pour l'emploi et les comités territoriaux pour l'emploi, Travail-emploi.gouv.fr, ministère du Travail, de la Santé, des Solidarités et des Familles.

170. Feuille de route 2024 du réseau Emplois Compétences, France Stratégie.

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

6.6.1. 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 milliards d'euros¹⁷¹ en 2023 sur le champ de l'ensemble des administrations publiques.

MaPrimeRénov' (MPR - aides de l'ANAH)

L'ANAH finance notamment des travaux d'amélioration de la performance énergétique des logements privés des ménages. Au total, en 2024, l'ANAH a financé la rénovation énergétique de 340 801 logements grâce aux 3,29 milliards d'euros d'aides distribuées.

En 2024, MaPrimeRénov' a été profondément remaniée en vue de renforcer son efficacité, avec la création de deux piliers :

- 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 Rénov' (MAR) ;
- le pilier « MaPrimeRénov' par geste », qui finance les rénovations « par geste ».

De plus, MaPrimeRénov' Copropriétés cible spécifiquement les travaux effectués sur les parties communes et privatives d'intérêt collectif. Ce dispositif exige que les travaux réalisés permettent

un gain énergétique d'au moins 35 %, et est doté, depuis le 1^{er} janvier 2024, d'un deuxième niveau d'aide pour les projets qui permettent d'atteindre un gain énergétique de 50 %.

Éco-prêt à taux zéro (éco-PTZ)

Mis en place en avril 2009, l'éco-prêt à taux zéro est un prêt amortissable sans intérêts, accessible sans conditions de ressources, destiné à contribuer au financement des travaux d'amélioration de la performance énergétique ou de réhabilitation des systèmes d'assainissement non collectifs.

Depuis 2022, le dispositif peut être mobilisé pour financer le reste à charge après le bénéfice de la subvention MaPrimeRénov'. À cette fin, les attestations remises par l'ANAH suffisent à demander le prêt et simplifient le parcours usager. 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.

Il existe également un éco-PTZ Copropriété pour financer les travaux de rénovation énergétique portant sur les parties et les équipements communs ou sur les parties privatives en cas de travaux d'intérêt collectif.

Prêts avance rénovation (PAR « classique » et PAR+)

La loi dite « Climat et Résilience » de 2021 a permis de réformer le prêt avance rénovation dit « classique », qui correspond à un prêt hypothécaire permettant de financer tous types de rénovations et dont le remboursement n'est exigible qu'à la mutation du bien. Ce prêt est distribué avec un taux de marché.

L'article 71 de la loi de finances pour 2024 a permis de créer un prêt réglementé avec les mêmes principes sous la forme du PAR+. Celui-ci, d'un montant maximal de 50 000 euros, fait l'objet d'un crédit d'impôt qui permet de compenser l'absence d'intérêt pendant les dix premières années de l'emprunt. Le dispositif est réservé aux seuls travaux de rénovation énergétique et est conditionné à l'occupation du logement par le propriétaire en tant que résidence principale.

171. Source : PLF 2023, Voies et moyens (Tome 2), dépense fiscale 730223. Le chiffrage des Voies et Moyens du PLF 2024 (1 milliard d'euros) pour 2024 ne porte que sur le périmètre État.

Éco-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 par le Fonds d'épargne, géré pour le compte de l'État par la Caisse des dépôts et consignations. 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 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 euros par logement, accessible aux bailleurs sociaux. Son montant peut être majoré de 2 000 euros par logement si les travaux réalisés permettent de justifier d'un label réglementaire de performance énergétique, de 3 000 euros par logement en cas de présence d'amiante dans le bâtiment, de 3 000 euros en cas de gain d'émission de gaz à effet de serre d'au moins 70 % et en l'absence de système de chauffage au gaz après travaux, de 2 000 euros en l'absence de système de chauffage au gaz après travaux et, enfin, de 2 000 euros en cas d'exposition des logements aux points noirs de bruit des réseaux routier et ferroviaire. Les montants de nouveaux éco-prêts logement social signés en 2023 atteignent près de 88 millions d'euros, en forte hausse par rapport à l'année précédente (+ 29 %), permettant la rénovation thermique de 48 000 logements sociaux cette même année (+ 18 %).

Dispositif Seconde vie des logements locatifs sociaux

Le dispositif Seconde vie des logements locatifs sociaux est une expérimentation lancée en 2023, visant à accompagner la réhabilitation lourde des logements locatifs sociaux fortement consommateurs d'énergie (classes F et G du diagnostic de performance énergétique, DPE). Le coût de cette mesure est de 15 milliards d'euros¹⁷² en 2023, financé par le Fonds national des aides à la pierre (FNAP). Cette expérimentation a été pérennisée à compter de 2024 et assortie d'un dispositif fiscal. En cas de rénovation énergétique permettant d'atteindre au moins la classe B du DPE, le dispositif prévoit un taux de TVA réduit à 5,5 % sur les travaux réalisés, et une exonération totale des logements ainsi rénovés de taxe foncière sur les propriétés bâties (TFPB) de longue durée. 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.

Travaux lourds – mise en conformité et remise en état des bâtiments de l'État

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 mètres carrés qui appartiennent à un organisme public.

La rénovation des bâtiments de l'État 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 (CAS) Gestion du patrimoine immobilier de l'État, ainsi que d'autres programmes supports des ministères. Depuis le 1^{er} janvier 2018, un nouveau programme 348, Performance et résilience des bâtiments de l'État et de ses opérateurs, doté en 2024 d'une enveloppe de 650 millions d'euros, participe spécifiquement à diminuer la consommation énergétique de l'État, à travers la rénovation lourde du parc existant, 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, via le programme 119, Concours financiers aux collectivités territoriales et leurs groupements, doté de 2 milliards d'euros, pour le soutien aux projets

172. Annonce de l'expérimentation « Seconde vie des logements locatifs sociaux », en mai 2023.

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 deux 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.¹⁷³

Certificats d'économies d'énergie

Le dispositif des certificats d'économies d'énergie (CEE) impose aux fournisseurs d'énergie (appelés les obligés) de réaliser ou de déclencher des opérations d'économies d'énergie en fonction de leur volume d'énergie vendue, notamment dans le bâtiment (voir Action conso.3, page 45).

Dans les transports

Contribution au financement de l'acquisition de véhicules propres

Le programme 174 finançait la plupart des dispositifs d'aides à l'acquisition de véhicules propres, qui couvrent notamment : le bonus écologique jusqu'au 1^{er} juillet 2025, l'aide au leasing de voitures électriques en 2024, la prime à la conversion (dont l'octroi est conditionné au retrait d'un véhicule polluant) jusqu'à fin 2024, et la prime au retrofit. L'enveloppe budgétaire consacrée à ces dispositifs en loi de finances initiale était de 1,5 milliard d'euros en 2024, et est recentrée en 2025 sur le bonus écologique pour l'acquisition de voitures particulières électriques et sur la prime au retrofit. Entre 2020 et en 2024, le bonus écologique a soutenu l'acquisition de plus de 1,3 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 plus octroyé qu'aux véhicules dont la performance environnementale est la plus élevée). La prime à la conversion, sur la même période (2020-2024), a, quant à elle, soutenu le remplacement par des véhicules peu polluants (dont des vélos à assistance électrique) de près de 500 000 véhicules anciens et polluants. Enfin, le dispositif d'aide au leasing, lancé au 1^{er} janvier 2024, a connu un grand succès pour sa première édition avec environ 50 000 voitures particulières électriques ayant bénéficié du dispositif.

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 1^{er} 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. À cet effet, deux appels à projets (AAP) Écosystèmes des véhicules lourds électriques, gérés par l'ADEME, ont été ouverts en 2022 et en 2023, permettant l'acquisition de 545 véhicules lourds électriques (poids lourds, autobus et autocars) en 2022, pour une enveloppe de 65 millions d'euros, et plus de 1 000 véhicules lourds électriques neufs ou rétrofités (poids lourds et autocars) en 2023, pour une enveloppe de 60 millions d'euros.

Pour l'exercice 2024, il a été décidé de doubler l'enveloppe d'aide à l'électrification des véhicules lourds. 130 millions d'euros ont ainsi été mobilisés, dans le cadre d'un programme CEE, dénommé E-TRANS et porté par l'ADEME. Initialement conçu pour soutenir les véhicules lourds de transport routier, ce programme couvre également depuis sa révision cet été, les engins de chantier et les engins agricoles. L'objectif chiffré du programme révisé est de soutenir au moins 1 900 véhicules lourds routiers électriques (il s'agissait des dispositifs ouverts en 2024), au moins 400 engins de chantier électriques et au moins 15 engins agricoles électriques. À compter de 2025, le dispositif des CEE finance, via les fiches d'opérations standardisées bonifiées, plusieurs aides pour l'achat/location longue durée de véhicules électriques neufs (voitures particulières, véhicules utilitaires légers, poids lourds, bus et cars, quadricycles) et le retrofit électrique de véhicules thermiques. Un programme CEE a également été mis en place pour le financement de l'édition 2025 du leasing social de voitures électriques.

Le règlement 2019/1242 révisé en 2024 prévoit un objectif de 90 % de réduction des émissions des véhicules utilitaires lourds à partir de 2040. Il introduit également un objectif de 100 % de nouveaux autobus urbains zéro émission d'ici à 2035, tout en fixant un objectif intermédiaire de 90 % pour cette catégorie d'ici à 2030.

173. Communiqué de presse sur le bilan 2023 du Fonds vert.

6.6.2. 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**. Les différents mécanismes de soutien devront être optimisés, dans une logique de réduction de la dépense publique et afin de responsabiliser les producteurs d'électricité et de faciliter le bon fonctionnement du système électrique.

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.**

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 des 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 à 2025 sur la base de la PPE 2.

Saisi par courrier en date du 7 novembre 2024 par la ministre chargée de l'énergie, le Comité de gestion des charges de service public de l'électricité (CGCSPE) a rendu le 20 décembre son avis sur le volet budgétaire de l'étude d'impact du projet initial de la PPE 3, dans lequel il présente une estimation de ces coûts de soutien¹⁷⁴. Outre l'intégration des recommandations du CGCSPE, le chiffrage a également été actualisé pour refléter les modifications apportées à la PPE après la concertation, préalable, les consultations obligatoires et la consultation du public par voie électronique.

6.6.2.1 Trajectoires de prix de marché et de coûts de production

Trois 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 50 € 2024/MWh, et un prix de gros du gaz atteignant 20 € 2024/MWh PCS en 2030;**
- un scénario médian, avec un prix de gros de l'électricité atteignant 70 € 2024/MWh, et un prix de gros du gaz atteignant 35 € 2024/MWh PCS en 2030;
- **un scénario haut, avec un prix de gros de l'électricité atteignant 95 € 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.

174. L'avis du CGCSPE sur le volet budgétaire de l'étude d'impact de la PPE 3 est consultable sur son site : <https://www.ecologie.gouv.fr/politiques-publiques/comite-gestion-charges-service-public-électricité-cgcspe>

Le tableau ci-dessous présente ainsi les facteurs de décote retenus pour les filières photovoltaïque, éolien terrestre et éolien en mer¹⁷⁵.

| Filières renouvelables concernées | Hypothèses des facteurs de décote annuels |
|-----------------------------------|---|
| Photovoltaïque | Décote progressive de -20 % en 2025 à -40 % en 2050 et au-delà |
| Éolien terrestre | Décote progressive de -5 % en 2025 à -10 % en 2050 et au-delà |
| Éolien en mer | -5 % uniforme entre 2025 et 2060 |

La trajectoire, portée dans le tableau ci-dessous, 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 | 110 | 105 | 100 |
| 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 | 55 | 55 | - |
| Éolien en mer flottant | 100 | 85 | - |
| Hydraulique | 107 | 107 | 107 |
| Hydrolien | - | 160 | - |
| 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.

175. Pour les autres filières renouvelables, il a été fait l'hypothèse d'une absence de facteur de décote.

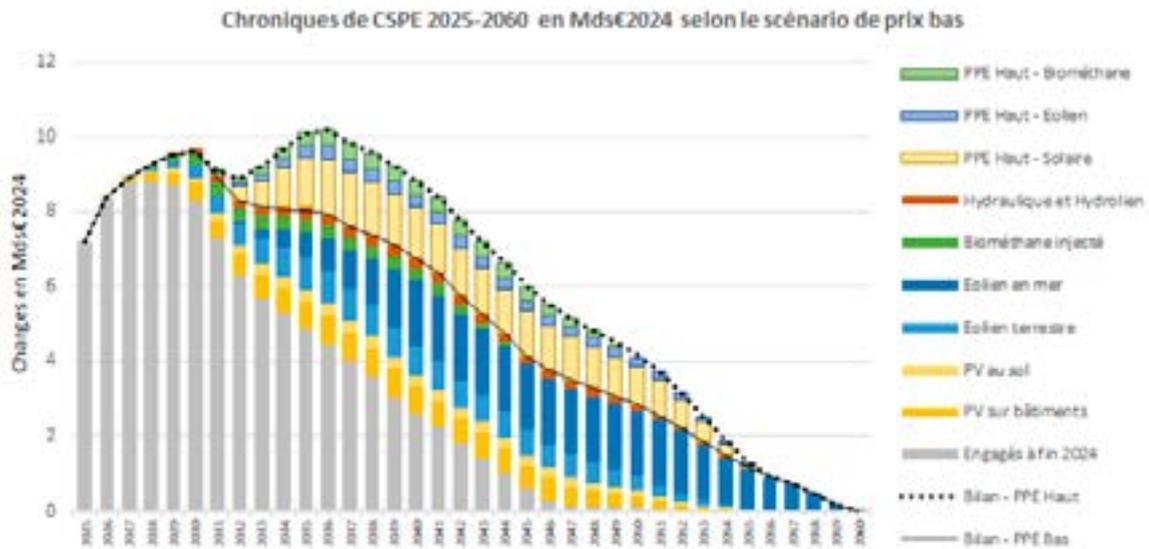
6.6.2.2 Estimation des coûts de soutien public à la production d'énergie renouvelable

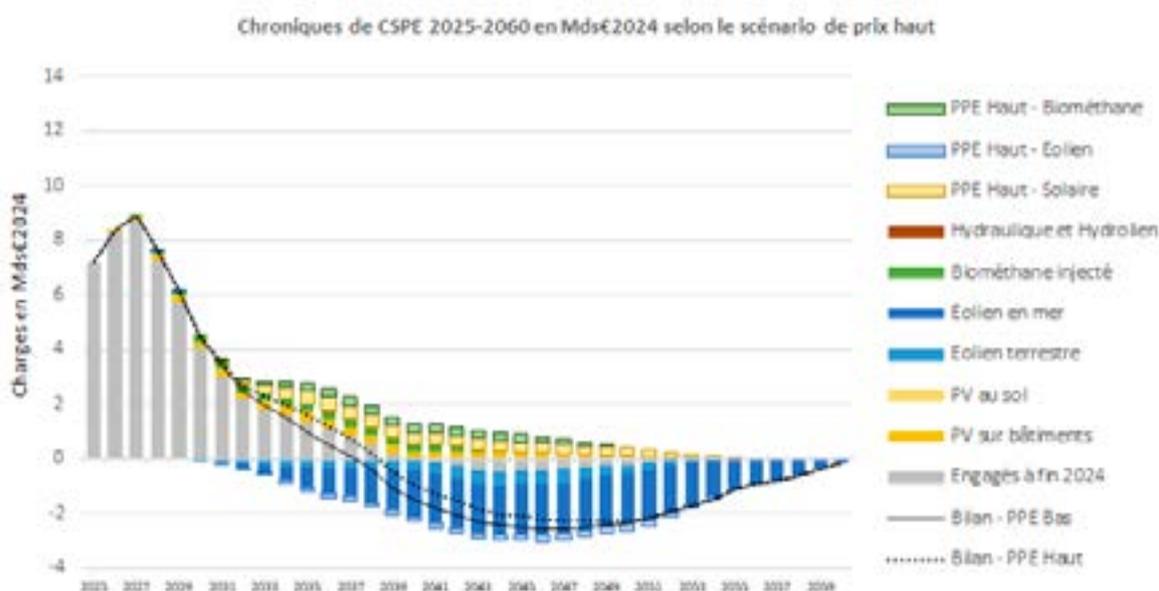
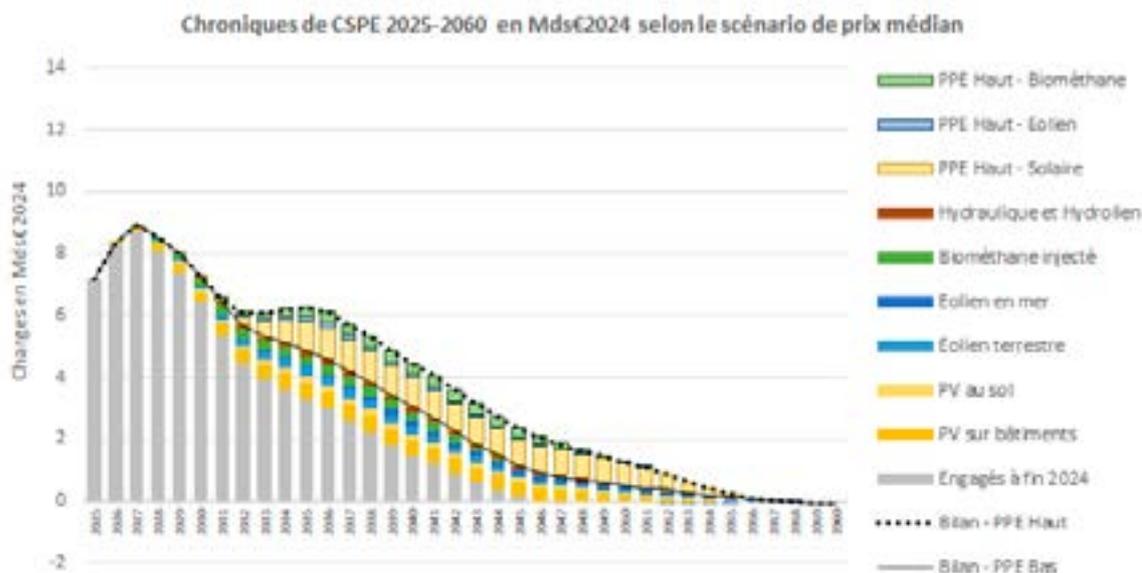
La modélisation des coûts de soutien public à la production d'énergie renouvelable conduit à estimer un **montant de 80,3 milliards à 117,3 milliards d'euros 2024** de charges de service public de l'énergie au titre de la PPE 3 entre 2025 et 2060, dans le **scénario de prix bas**, de **28,4 milliards à 52,5 milliards d'euros 2024** dans le **scénario de prix médian**, et un **montant négatif de -34,7 milliards à -26,5 milliards d'euros 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 médian | Scénario de prix haut |
|---|----------------------|-------------------------|-----------------------|
| Photovoltaïque | 19,8 à 45,0 | 13,5 à 31,2 | 6,0 à 14,1 |
| Éolien terrestre | 15,3 à 21,3 | 4,2 à 5,8 | -8,2 à -12,2 |
| Éolien en mer | 35,0 | 3,2 | -36,5 |
| Hydraulique | 4,2 | 2,2 | -0,2 |
| Hydrolien | 1 | 0,8 | 0,5 |
| Biométhane | 5,0 à 10,9 | 4,4 à 9,4 | 3,7 à 7,8 |
| Total PPE 3 | 80,3 à 117,3 | 28,4 à 52,5 | -34,7 à -26,5 |
| Déjà engagé avant la PPE 3 | 113,7 | 89,4 | 59,5 |
| Total | 194,0 à 231,1 | 117,8 à 141,9 | 24,8 à 33,0 |

Les graphiques suivants permettent de visualiser l'évolution annuelle de ces charges dans les trois scénarios de prix modélisés.

CHRONIQUE DES COÛTS DE SOUTIEN ANNUELS DANS LES SCÉNARIOS DE PRIX BAS, MÉDIAN ET HAUT





Figures 40. Chronique des coûts de soutien annuels dans les scénarios de prix bas, médian et haut

6.6.3 PRINCIPES DU SOUTIEN PUBLIC À LA CONSTRUCTION DE SIX NOUVEAUX RÉACTEURS NUCLÉAIRES DE TYPE EPR2

Le soutien public pour la construction de six nouveaux réacteurs de type EPR2 reposera sur un prêt de l'État bonifié couvrant au moins la moitié des coûts de construction et sur un contrat pour différence sur la production nucléaire à un prix maximal de 100 €/2024/MWh. Les coûts de construction de ces six nouveaux réacteurs de type EPR2 ont été évalués en 2021 à 51,7 Md€2020 répartis sur une durée totale de construction de vingt-cinq ans, correspondant à des investissements annuels moyens d'environ 2 Md€ par an. Ce chiffrage est en cours de mise à jour par EDF, sous la supervision de la Délégation Interministérielle au Nouveau Nucléaire, au titre de travaux de consolidation tenant compte notamment des avancées en matière de contractualisation, en vue d'une décision finale d'investissement d'ici fin 2026. Le contrat pour différence commencera à produire des effets à compter de la mise en service du premier des six nouveaux réacteurs en projet, attendue à l'horizon 2038. Les modalités de soutien public envisagées font également l'objet de discussions en cours avec la Commission européenne en vue d'assurer leur compatibilité avec le droit européen des aides d'Etat.





PARTIE
07

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 MAPTAM¹⁷⁶, LTECV¹⁷⁷ et NOTRe¹⁷⁸, leur capacité à élaborer et à 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)¹⁷⁹, et le schéma directeur de la région Île-de-France (SDRIF)¹⁸⁰ 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;
- 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, plan régional de prévention et de gestion des déchets, 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 (voir ci-après)

En Île-de-France, la cartographie des zones d'accélération pour l'implantation d'installations de production ou de stockage d'énergies renouvelables est inscrite dans un schéma directeur territorial de déploiement des énergies renouvelables, le SDRIF-e.

Les SRADDET et le schéma régional du climat, de l'air et de l'énergie (SRCAE) en Île-de-France devront être modifiés 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'Île-de-France.

176. 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.

177. La loi n° 2015-992 du 7 août 2015 relative à la Transition énergétique pour la croissance verte, dite « loi 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.

178. 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.

179. 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.

180. Le SDRIF est défini aux articles L. 123-1 et suivants du code de l'urbanisme.

Les plans climat air énergie territoriaux (PCAET)¹⁸¹ sont des 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 énergétique¹⁸². Ces plans doivent être compatibles avec les règles définies par les SRADDET, notamment sur le développement des énergies renouvelables. Ils reposent sur un travail de prospective et sur 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

À 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.

Les services de l'État, 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, de notes d'enjeux, préalables à l'élaboration des documents de planification, ils indiquent la trajectoire dans laquelle le territoire doit s'inscrire.

L'État a établi, en application de l'article 68 de la loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019¹⁸³, 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 PPE 2, qui

visé 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, 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 et Climat pour les réseaux de chaleur mis en service entre le 1^{er} 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. De la même manière, les plans de mobilités, les schémas directeurs des aménagements cyclables ou encore les schémas directeurs de déploiement des IRVE sont autant d'outils à disposition des collectivités, qui sont clés dans la transition énergétique des mobilités au sein des territoires (voir SDMP en annexe 1).

181. 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.

182. 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 agrivoltaiques définies à l'article L. 314-36 du code de l'énergie. »

183. 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'État 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 territoriales et leurs groupements 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 – elles sont, à ce titre, « autorités organisatrices de la distribution d'énergie » et propriétaires des réseaux électriques –, 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 matière 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.**

Les données de potentiel mises à disposition par l'État et les zones d'accélération identifiées par les communes serviront de base à la transposition des mesures de la directive européenne RED III, qui demande aux États membres d'établir une cartographie des potentiels d'énergie renouvelable permettant l'atteinte de leurs objectifs de développement des énergies renouvelables. Au sein de ces zones, **des zones d'accélération « renforcée » 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 et 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.** À 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'État, 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 renouvelable¹⁸⁴ ;

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 établissements publics de coopération intercommunale à fiscalité propre comprenant au moins une commune de plus de 45 000 habitants d'élaborer des plans locaux en matière de chaud et de froid. Ces plans seront intégrés 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.

Agir en faveur de l'efficacité énergétique

La transposition de la directive relative à l'Efficacité énergétique (DEE, 2023/1791/UE) demandera 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 rapport 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 mètres carrés appartenant aux organismes publics (article 6 de la DEE) ;
- ➔ mise à jour biennale de l'inventaire des bâtiments publics (article 6 de la DEE).

184. 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.

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

Pour accompagner la transition écologique

L'État a engagé des travaux de territorialisation de la planification écologique avec la création des conférences des parties régionales, dites « **COP régionales** », qui 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 donner la possibilité 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 l'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 écologique

- **Maintenir les actions soutenues par le Fonds vert**, créé en 2023 et consacré à la transition écologique, qui soutient des actions dans le domaine énergétique (rénovation des bâtiments publics, 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 État 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 spécifique, via le référent préfectoral à l'instruction des projets d'énergies renouvelables et des projets industriels nécessaires à la transition énergétique.**

Toujours dans cette démarche facilitatrice de la planification des énergies renouvelables, **l'État met à disposition différents outils opérationnels :**

- **le portail cartographique des énergies renouvelables**, permettant de visualiser et d'analyser les enjeux à prendre en compte dans le développement des énergies renouvelables;
- les fiches de l'ADEME pour les élus locaux sur ces énergies renouvelables;
- un réseau d'élus référents à même de servir de relais dans les territoires

ACTION TER.2

Accélérer et planifier le développement des énergies 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 ;

- **pérenniser le développement des zones d'accélération et le portail cartographique** mis à disposition par l'État 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 et de récupération ;

- **inciter les communes et les intercommunalités** non équipées de réseaux de chaleur et possédant un potentiel de déploiement **à la réalisation d'études de faisabilité** ;

- **soutenir 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 accompagner les projets des particuliers dans le cadre du service public France Rénov' ;

- **stimuler la création et l'extension** de réseaux de chaleur en développant des outils numériques permettant d'identifier les zones à potentiel de déploiement de réseaux ;

- **promouvoir le développement du biométhane**, en incitant les collectivités territoriales à utiliser des garanties d'origine 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'État a récemment renforcé significativement les moyens consacrés 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'efficacité énergétique

→ **Mobilisation des CEE**¹⁸⁵ pour soutenir les actions des collectivités territoriales et de leurs groupements ;

→ **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 décarboné¹⁸⁷ ;

→ **Le Fonds vert** 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 ingénierie¹⁸⁶ ;

→ **Le programme ACTEE+** (Action des collectivités territoriales pour l'efficacité énergétique), doté de 220 M€ 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 des 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 ;

→ Assurer le déploiement, sous le pilotage de l'ANAH, du nouveau pacte territorial entre l'État 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'État renforcera l'accompagnement des collectivités dans la transposition et dans la déclinaison opérationnelle de la directive relative à l'Efficacité énergétique (DEE, 2023/1791/UE).

185. Les fiches standardisées peuvent être mobilisées pour les opérations de rénovation des bâtiments, ainsi que les programmes CEE dont le catalogue est disponible sur ce lien : <https://www.ecologie.gouv.fr/politiques-publiques/cee-programmes-daccompagnement>

186. Communiqué annonçant la pérennisation du Fonds vert jusqu'en 2027.

187. Source : <https://www.ecologie.gouv.fr/politiques-publiques/coup-pouce-chauffage-batiments-residentiels-collectifs-tertiaires>

Pour accompagner la transition des modes de transports

L'État a également renforcé son action en faveur de la mobilité propre et du report modal au travers de différents programmes et plans.

ACTION TER.4

Financer la mobilité douce bas-carbone et encourager le report modal

→ **Le programme ADVENIR** (Aide au développement des véhicules électriques grâce à de nouvelles infrastructures de recharge), abondé fin 2023 de 200 M€ supplémentaires jusqu'à fin 2027, a pour objectif de financer de nouvelles infrastructures à usage privé en résidentiel collectif, des points de recharge en voirie, ainsi que des bornes au dépôt pour les poids lourds ;

→ **les programmes ALVÉOLE+ et AVÉLO 2 et 3**, respectivement dotés de 28,9 M€, 25 M€ et 37 M€, 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 budgétaires à l'acquisition de véhicules peu polluants** sont recentrées en 2025 sur la prime au rétrofit. Les collectivités sont éligibles à la prime au rétrofit électrique, à l'instar des personnes morales de droit privé. Pour soutenir leur électrification, l'acquisition de véhicules lourds (poids lourds, bus, cars), de quadricycles, de voitures particulières et de véhicules utilitaires électriques est soutenue en 2025 par des fiches d'opérations standardisées, financées par des certificats d'économies d'énergie, auxquelles les collectivités locales sont éligibles.

→ **Plan vélo et plan covoiturage (voir annexe sur la Stratégie de développement de la mobilité propre).**





Annexes

Vue du Rhône et de la centrale nucléaire de Saint Alban - ©Arnaud Bouïssou / Terra

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

Voir le document à part sur la Stratégie de développement de la mobilité propre (SDMP).

9. Annexe 2 : Les îles du Ponant non interconnectées avec le continent

L'article L. 141-5 du code de l'énergie précise dans son IV : « Les zones non interconnectées [ZNI] au réseau métropolitain continental, à l'exception de Saint-Martin, de Saint-Barthélemy et des zones mentionnées au I du présent article font l'objet d'un volet annexé à la Programmation pluriannuelle de l'énergie mentionnée à l'article L. 141-1, selon des modalités fixées par le décret mentionné à l'article L. 141 6». Ainsi, les îles du Ponant habitées à l'année et non interconnectées, c'est-à-dire les îles d'Ouessant, de Molène, de Sein et Chausey font l'objet d'un volet annexé à la PPE nationale qui couvrira 2025-2030 et 2031-2035.

Ces îles ont une configuration énergétique particulière puisque :

- elles représentent 1900 clients ;
- en matière de mobilité, Chausey, Molène et Sein sont des îles quasi sans véhicules, puisqu'il n'y a que trois ou quatre véhicules pour les secours, et pour assurer le transport de personnes et le ramassage des ordures. À Ouessant, la situation est différente, puisqu'il y a environ 400 véhicules à l'année, avec un doublement en période estivale ;
- les modes de chauffage sont essentiellement électriques, avec 72 % de logements à Molène, 73 % à Ouessant, 80 % à Sein et 100 % à Chausey. Le fioul est peu utilisé, avec 23 % à Molène (28 logements), 20 % à Ouessant (90 logements) et 10 % à Sein (13 logements). Les autres logements sont chauffés au bois.

La dimension électrique est donc très structurante sur ces territoires, d'autant plus que ces îles ne sont pas raccordées au réseau électrique continental et doivent donc produire leur électricité.

Il convient de préciser que les îles du Ponant non raccordées au réseau métropolitain continental sont reconnues, au sein de la région Bretagne, comme des territoires pilotes pour la transition énergétique, où des expérimentations peuvent être menées.

Les îles non raccordées doivent être des démonstrateurs du développement d'un réseau électrique autonome, avec des énergies renouvelables, du stockage et une régulation des consommations avec les réseaux intelligents.

9.1. BILAN AU 31 DÉCEMBRE 2023 DES ACTIONS ENGAGÉES DEPUIS 2019

Au 31 décembre 2023, le bilan des actions de maîtrise de la demande engagées depuis 2019 via le programme Renov'îles s'avère positif et encourageant : 3 254 MWh d'électricité ont été économisés, représentant l'équivalent de 2 530 teqCO₂. En partenariat avec l'Association des îles du Ponant, ce programme aide les communes et leurs habitants à réaliser des économies d'énergie :

- éclairage public à LED ;
- rénovation thermique des bâtiments ;
- distribution de LED aux particuliers ;
- campagne de remplacement des appareils électroménagers énergivores.

En 2023, le mix électrique est encore largement carboné

- 92 % à Ouessant ;
- 88 % à Sein ;
- 99 % à Molène ;
- 100 % à Chausey.

Le gestionnaire du réseau électrique déploie progressivement, sur l'ensemble des îles, des installations de stockage par batterie et des systèmes de pilotage intelligent qui coordonnent la production des différentes énergies et équilibrent l'offre et la demande d'électricité en maximisant la part renouvelable.

9.2. LE CADRE SPÉCIFIQUE DE LA PÉRÉQUATION DANS LES ZONES NON INTER-CONNECTÉES

En raison des contraintes spécifiques aux ZNI, les coûts de production de l'électricité y sont nettement supérieurs à ceux observés en métropole continentale. Par conséquent, les tarifs réglementés de vente s'avèrent insuffisants pour rémunérer la production d'électricité dans ces zones.

Pour assurer la péréquation tarifaire nationale, une compensation des surcoûts est nécessaire. Celle-ci est calculée par la Commission de régulation de l'énergie et intégrée au budget de l'État. En 2023, le coût de production pour les quatre îles s'est élevé à 4,4 millions d'euros, dont 2,9 millions d'euros de combustible, quand les recettes de production d'élevaient à 1,2 million d'euros, représentant un surcoût de production de 3,2 millions d'euros.

9.3. OUESSANT

9.3.1. Situation en 2023

Avec ses 15,58 kilomètres carrés, ses 853 habitants et ses 1028 abonnés, Ouessant a consommé 6,55 GWh en 2023. La consommation résidentielle représente 69 % des consommations, et s'explique par l'importance du chauffage électrique. La fréquentation touristique crée l'été une pointe de consommation à midi, liée à la restauration.

Depuis 2018, la consommation est relativement stable.

| Ouessant | Consommation en MWh | Part des EnR |
|----------|---------------------|--------------|
| 2018 | 6 690 | 0 % |
| 2019 | 6 816 | 1,1 % |
| 2020 | 6 451 | 1,2 % |
| 2021 | 7 087 | 1,4 % |
| 2022 | 6 582 | 5,2 % |
| 2023 | 6 555 | 7,6 % |

Le parc de production et de stockage se décompose de la manière suivante :

| Ouessant | Puissance (kW) | Énergie en 2023 (MWh) |
|----------------|----------------|-----------------------|
| Thermique | 4 450 | 6 057 |
| Photovoltaïque | 180 | 209 |
| Hydrolien | 250 | 289 |

Le développement des énergies renouvelables à Ouessant a permis d'économiser 110 tonnes de fuel léger, et de ne pas produire 383 tonnes de CO₂¹⁸⁸ en 2023.

188. Calcul sur la base de ce qui a été évité par le fioul non brûlé.

Force est de constater une faible part des énergies renouvelables, qui provient essentiellement d'installations photovoltaïques. Le projet Phares, porté par AKUO, qui reposait sur du photovoltaïque, de l'éolien terrestre, de l'hydrolien, du stockage et d'un système de management d'énergie n'a pas vu le jour.

Par ailleurs, EDF SEI et l'Association des îles du Ponant ont proposé aux usagers de l'île d'Ouessant de participer à une expérimentation de décalage des heures creuses, grâce aux possibilités offertes par le compteur Linky, sur des horaires visant à favoriser l'insertion des énergies renouvelables :

- ➔ des heures creuses méridiennes fixes (pour tirer parti de l'énergie solaire et du creux de consommation sur l'île);
- ➔ des heures creuses nocturnes « mobiles », prédéfinies à l'avance, changeant de créneau horaire chaque jour en fonction de la marée (voir hydrolienne).

Cette expérimentation s'est déroulée du 1^{er} juillet 2022 au 31 décembre 2022 et a réuni environ une quarantaine de participants. Elle a permis de démontrer la faisabilité de la mise en œuvre d'heures creuses mobiles. Par ailleurs, grâce aux consommations déplacées, l'écrêtement de la production de l'hydrolienne a pu être évité sur environ vingt-cinq heures pendant la durée de l'expérimentation. Des leviers d'optimisation ont été identifiés pour améliorer encore ce résultat. À l'issue de l'expérimentation, en raison du questionnement sur la pérennité de l'hydrolienne à Ouessant, les travaux de généralisation ont été suspendus.

En matière de maîtrise de la demande, le bilan est le suivant :

| Ouessant | Nombre de dossiers déposés | MWh Cumac économisés |
|--------------|----------------------------|----------------------|
| 2019 | 20 | 346 |
| 2020 | 16 | 409 |
| 2021 | 53 | 839 |
| 2022 | 26 | 487 |
| 2023 | 23 | 457 |
| Total | 138 | 2 538 |

À Ouessant, les opérations de maîtrise de la demande ont été réalisées à 61 % dans des résidences principales, et à 26 % dans des résidences secondaires, et ont porté principalement sur :

- ➔ l'isolation de la toiture (49 dossiers);
- ➔ l'installation d'un appareil indépendant de chauffage au bois (46 dossiers);
- ➔ le changement de fenêtres (38 dossiers);
- ➔ l'isolation des murs (32 dossiers).

9.3.2. Objectifs pour les périodes 2025, 2030 et 2035

| Objectifs | 2025 | 2030 | 2035 |
|--------------------------|--------|--------------------------|------------------------|
| Maîtrise de la demande | 0 | 2 430 MWh ¹⁸⁹ | 4 860 MWh ² |
| Photovoltaïque | 180 kW | 1 000 kW | 3 000 kW |
| Hydrolien | 250 kW | 2 000 kW | 2 000 kW |
| Éolien | 0 | 0 | 1 500 kW |
| Biomasse | 0 | 0 | 4 450 kW |
| Part des EnR dans le mix | 8 % | 50 % | 100 % |

En matière de maîtrise de la demande, poursuite du programme Rénov'île en partenariat avec l'AIP, avec une ambition de 27 chantiers et 486 MWh évités par an (toutes énergies confondues).

En 2030, l'hydrolienne D10 de 250 kW sera remplacée par deux hydroliennes de 1 000 kW chacune, conformément aux autorisations de l'ancien programmes Phares. Ceci devrait permettre d'atteindre une part des énergies renouvelables dans le mix électrique de l'ordre de 50 %.

De plus, la notion de flexibilité de la consommation va devenir essentielle, afin de permettre également le pilotage de la puissance de la consommation à la pointe en encourageant le déplacement des consommations aux heures les moins chères. En effet, à la suite de l'expérimentation HC marées (HC, heures creuses), qui a permis de mettre en évidence la valeur d'un positionnement optimisé de la consommation, l'objectif est de poursuivre avec le développement de flexibilité (placement HC, pilotage recharge mobilité électrique, maison connectée avec exploitation du compteur communicant...), qui permet d'optimiser le placement de la consommation aux heures les plus favorables.

Par ailleurs, la conversion de la centrale EDF d'Ouessant aux bioliquides (B100) est à l'étude pour remplacer l'usage du fioul dans les groupes électrogènes. La biomasse, notamment le biocarburant B100 actuellement en expérimentation à Molène, viendra en complément du mix électrique pour atteindre 100 % d'énergies renouvelables en 2035.

Si la trajectoire de développement substantiel d'une autonomie énergétique s'avère inatteignable à l'horizon 2035, une étude de faisabilité technique et de coût de la pose d'un câble entre le continent et Ouessant pourra être pertinente.

Enfin, en matière de mobilité, deux bornes pour véhicules électriques ont été installées à Ouessant, mais la capacité installée est plus importante que la demande.

189. MWh évités par rapport à 2025

9.4. MOLÈNE

9.4.1. Situation en 2023

Avec son 0,72 kilomètre carré, ses 157 habitants et ses 313 abonnés, Molène a consommé 1,167 GWh en 2022. La consommation résidentielle représente 69 % des consommations, avec une pointe entre 20 heures et 23 heures, entre le dîner et le moment de déclenchement des chauffe-eaux. Molène a deux particularités :

- une consommation électrique comparable entre l'intersaison et l'été, liée à une fréquentation touristique moins importante que sur les autres îles ;
- des variations de consommation quotidiennes plus importantes que sur les autres îles.

Depuis 2018, la consommation est relativement stable.

| Molène | Consommation en MWh | Part des EnR |
|--------|---------------------|--------------|
| 2018 | 1269 | 0 % |
| 2019 | 1247 | 0 % |
| 2020 | 1223 | 0 % |
| 2021 | 1307 | 0 % |
| 2022 | 1167 | 0,4 % |
| 2023 | 1149 | 0,12 % |

Le parc de production et de stockage se décompose de la manière suivante :

| Molène | Puissance (kW) | Énergie en 2023 (MWh) |
|----------------|----------------|-----------------------|
| Thermique | 832 | 1147 |
| Photovoltaïque | 9 | 1.3 |

Une installation photovoltaïque sur l'impluvium est en cours de développement, avec un objectif de mise en service en 2025 (des contraintes hydrologiques ont été rencontrées, accord ARS nécessaire).

En matière de maîtrise de la demande, le bilan est le suivant :

| Molène | Nombre de dossiers déposés | MWh Cumac économisés |
|--------------|----------------------------|----------------------|
| 2019 | 14 | 198 |
| 2020 | 2 | 8 |
| 2021 | 5 | 81 |
| 2022 | 6 | 50 |
| 2023 | 2 | 16 |
| Total | 29 | 353 |

À Molène, les opérations de maîtrise de la demande ont été réalisées à 31 % dans des résidences principales, et à 45 % dans des résidences secondaires, et ont porté principalement sur :

- l'isolation de la toiture (15 dossiers);
- le changement de fenêtres (8 dossiers).

9.4.2. Objectifs pour les périodes 2025, 2030 et 2035

| Objectifs | 2025 | 2030 | 2035 |
|--------------------------|------|------------------------|----------|
| Maîtrise de la demande | - | 300 MWh ¹⁹⁰ | 600 MWh |
| PV | 9 kW | 1 000 kW | 1 000 kW |
| Éolien | 0 | 2 000 kW | 100 kW |
| Biomasse | 0 | 0 | 850 kW |
| Part des EnR dans le mix | 0 % | 100 % | 100 % |

En matière de maîtrise de la demande, poursuite du programme Rénov'île en partenariat avec l'AIP, avec une ambition de six chantiers et 60 MWh évités par an (toutes énergies confondues).

Par ailleurs, un projet de conversion de la centrale EDF de Molène aux bioliquides (B100) est en cours d'expérimentation pour remplacer l'usage du fioul dans les groupes électrogènes. La biomasse, notamment le biocarburant B100, viendra en complément du mix électrique pour atteindre 100 % d'énergies renouvelables en 2035.

Le gestionnaire de réseau étudiera par ailleurs l'opportunité de développer des flexibilités, afin d'optimiser le positionnement de la consommation pour maximiser l'insertion d'énergies renouvelables et la stabilité du système électrique.

¹⁹⁰. MWh évités par rapport à 2025.

9.5. SEIN

9.5.1. Situation en 2023

Avec son 0,58 kilomètre carré, ses 257 habitants et ses 383 abonnés, Sein a consommé 1,190 GWh en 2022. La consommation résidentielle représente 64 % des consommations et s'explique par l'importance du chauffage électrique, avec une pointe entre 20 heures et 23 heures, entre l'heure du dîner et le moment de déclenchement des chauffe-eaux. L'importante fréquentation touristique crée l'été une pointe de consommation à midi, liée à la restauration.

Depuis 2018, la consommation est relativement stable.

| Sein | Consommation en MWh | Part des EnR |
|------|---------------------|--------------|
| 2018 | 1477 | 8,8 % |
| 2019 | 1461 | 9,9 % |
| 2020 | 1245 | 11,5 % |
| 2021 | 1529 | 8,9 % |
| 2022 | 1438 | 12,0 % |
| 2023 | 1385 | 11,7 % |

Le parc de production et de stockage se décompose de la manière suivante :

| Sein | Puissance (kW) | Énergie en 2023 (MWh) |
|----------------|----------------|-----------------------|
| Thermique | 840 | 1223 |
| Photovoltaïque | 136 | 162 |
| Batterie | 297 | 330 |

Le développement des énergies renouvelables à Sein a permis d'économiser 36 tonnes de fuel léger et 125 tonnes de CO₂¹⁹¹ en 2023.

En matière de maîtrise de la demande, le bilan est le suivant :

| Sein | Nombre de dossiers déposés | MWh Cumac économisés |
|--------------|----------------------------|----------------------|
| 2019 | 5 | 33 |
| 2020 | 7 | 55 |
| 2021 | 8 | 81 |
| 2022 | 7 | 75 |
| 2023 | 10 | 119 |
| Total | 37 | 363 |

À Sein, les opérations de maîtrise de la demande ont été réalisées à 46 % dans des résidences principales, et à 56 % dans des résidences secondaires, et ont porté principalement sur :

- l'installation d'un appareil indépendant de chauffage au bois (24 dossiers);
- l'isolation des murs (7 dossiers);
- l'isolation de la toiture (5 dossiers);
- le changement de fenêtres (4 dossiers).

9.5.2. Objectifs pour les périodes 2025, 2030 et 2035

| Objectifs | 2025 | 2030 | 2035 |
|--------------------------|--------|------------------------|---------|
| Maîtrise de la demande | - | 350 MWh ¹⁹² | 700 MWh |
| PV | 136 kW | 200 kW | 250 kW |
| Éolien | 0 kW | 250 kW | 250 kW |
| Biomasse | 0 kW | 0 kW | 900 kW |
| Part des EnR dans le mix | 11,7% | 50 % | 100 % |

En matière de maîtrise de la demande, poursuite du programme Rénov'île en partenariat avec l'AIP, avec une ambition de ept chantiers et 70 MWh évités par an (toutes énergies confondues).

Un projet d'éolienne est porté par la SPV Enez Sun Énergie (250 kW).

Par ailleurs, la conversion de la centrale EDF de Sein aux bioliquides (B100) est à l'étude pour remplacer l'usage du fioul dans les groupes électrogènes. La biomasse, notamment le biocarburant B100 actuellement en expérimentation à Molène, viendra en complément du mix électrique pour atteindre 100 % d'énergies renouvelables en 2035.

Le gestionnaire de réseau étudiera l'opportunité de développer des flexibilités afin d'optimiser le positionnement de la consommation pour maximiser l'insertion d'énergies renouvelables et la stabilité du système électrique.

191. Calcul sur la base de ce qui a été évité par le fioul non brûlé.

192. MWh évités par rapport à 2025.

9.6. CHAUSEY

9.6.1. Situation en 2023

9.6.1.1. Caractéristiques de l'île

Chausey (0,65 kilomètre carré) désigne à la fois la Grande Île (0,45 kilomètre carré) et l'archipel.

L'île est soumise à de conséquents pics d'affluence lors des vacances estivales et des périodes de grande marée.

Cette île a une configuration énergétique particulière, puisque :

- elle représente 122 clients rattachés au réseau électrique;
- Chausey est une île quasi sans véhicules, puisqu'il n'y a que trois ou quatre véhicules légers pour les secours, le transport de personnes à mobilité réduite et le ramassage des ordures;
- le mode de chauffage est à 100 % électrique. Le fioul n'est pas utilisé pour le chauffage. Quelques logements sont équipés d'une cheminée à foyer ouvert, utilisée en complément du chauffage électrique.

La dimension électrique est donc très structurante sur ce territoire, d'autant plus que l'île ne peut pas être raccordée au réseau électrique continental et doit donc produire son électricité.

9.6.1.2. Bilan de la production d'électricité

La production d'électricité est à majorité d'origine thermique et est assurée par quatre groupes d'une puissance cumulée de 560 kW. La production d'électricité stable au fil des ans a permis de satisfaire 532 MWh de consommation en 2023.

Depuis le 20 juin 2024, deux installations de production photovoltaïque en toiture sont en fonctionnement : une située sur les gîtes de l'association ASCEE, de puissance de 22 kWc, l'autre située sur la centrale électrique thermique, avec une puissance de 14 kWc.

Sur l'année 2024, année de mise en service de l'installation photovoltaïque, le ratio de production d'électricité renouvelable rapporté à la consommation d'électricité de l'île s'établit à 2 % environ. Ce ratio devrait dès 2025 s'établir à 5 % environ (année pleine de production photovoltaïque).

9.6.1.3. Bilan de la consommation d'électricité

Depuis 2018, la consommation est relativement stable.

| Chausey | Consommation en MWh | Part des EnR dans le mix de production d'électricité (%) |
|---------|---------------------|--|
| 2018 | 502 | 0 % |
| 2019 | 564 | 0 % |
| 2020 | 531 | 0 % |
| 2021 | 538 | 0 % |
| 2022 | 507 | 0 % |
| 2023 | 532 | 0 % |
| 2024 | 500 environ | 2 |

En 2020, le SDEM a réalisé une étude visant à :

- dresser une liste des méthodes et des outils disponibles pour atteindre les objectifs fixés par la PPE 2 relative à l'île de Chausey, s'agissant notamment de la réduction de la consommation d'électricité;
- hiérarchiser ces propositions d'action;
- hiérarchiser les scénarios de mobilisation des gisements de maîtrise de la demande en énergie.

Les leviers d'actions identifiés dans l'étude sont répartis sur trois axes :

- économiser de l'électricité en réduisant à la source les consommations et en travaillant sur l'efficacité des équipements;
- substituer l'électricité par un autre fluide énergétique, par exemple en recourant au bois énergie pour une partie des besoins de chauffage;
- flexibiliser la consommation en la synchronisant avec les contraintes de production.

Ils concernent sept aspects : démarrage chauffe-eaux, éclairage public, appareils de froid, ampoules LED, Habitat/Rénov'iles, flexibilité, sensibilisation, bois-énergie, nouveaux radiateurs, équipement ECS¹⁹³.

Les actions menées n'ont eu qu'un impact très limité sur la consommation d'énergie. Les consommateurs d'énergie sur l'île n'étant pas résidant à l'année, des actions spécifiques doivent être mises en œuvre. Le SDEM, en lien étroit avec EDF-SEI, envisage dorénavant de mettre en œuvre des actions davantage ciblées (gros consommateurs, besoins spécifiques).

9.6.1.4. Flexibilité – stockage de l'électricité

Le gestionnaire de réseau en lien avec le SDEM envisage la mise en œuvre d'actions de flexibilité, visant notamment à décaler les usages électriques pour caler au mieux la consommation quand les EnR intermittentes produisent au maximum.

Un système de pilotage intelligent du système électrique, qui a vocation à équilibrer l'offre et la demande d'électricité en maximisant la part renouvelable, est opérationnel depuis 2024. Un tableau de bord permet de visualiser en temps réel le niveau de consommation et l'origine de la production (thermique ou EnR).

193. Eau chaude sanitaire.

9.6.2. Objectifs pour les périodes 2025, 2030 et 2035

| Objectifs | 2024 | 2030 | 2035 |
|---|------|---------|---------|
| Réduction de la consommation d'électricité (année référence : 2019 ¹⁹⁴) | 0 | 3 à 5 % | 4 à 6 % |
| Réduction production d'électricité d'origine fossile (année référence : 2019 ¹⁹⁵) | 0 | 27 % | 100 % |
| Puissance photovoltaïque installée (kWc installés) | 36 | 150 | 500 |
| Stockage électricité (puissance en kW) | 0 | 400 | 400 |
| Stockage électricité (productible en kWh) | 0 | 800 | 800 |
| Part des EnR/consommation globale | 2 % | 30 % | 70 % |

S'agissant du développement du photovoltaïque, il devra tenir compte des enjeux de protection des paysages, du patrimoine et de la biodiversité au vu des caractéristiques de l'île.

Il conviendra ainsi d'optimiser les installations sur toiture, en particulier des bâtiments publics.

L'installation de panneaux au sol en complément devra être limitée en surface et proportionnée à l'atteinte des objectifs fixés pour 2035 (500 kWc).

La compatibilité avec les documents d'urbanisme devra être assurée.

Le développement de cette production d'électricité renouvelable devra s'accompagner de mesures de réduction de la consommation d'énergie (par exemple installations individuelles d'autoconsommation, bois énergie, isolation, etc.).

La suppression de l'usage de l'énergie fossile sur l'île pourrait être assurée par l'importation de biocarburant, en complément de la production d'électricité renouvelable. La part de biocarburant pourra représenter jusqu'à 30 % de la consommation totale (à concurrence de la part d'EnR qui sera produite).

Il conviendra d'accompagner la production électrique par la mise en œuvre d'un système de stockage permettant de réguler le fonctionnement de la centrale thermique (arrêt en journée) et en fonction de la production d'EnR.

194. Année de référence de la PPE 2 concernant l'île.

195. Année de référence de la PPE 2 concernant l'île.

10. Annexe 3 : Tableau synthétique des actions prévues par la PPE 3

| THÉMATIQUE | RÉFÉRENCE DE L'ACTION | ACTION |
|---|-----------------------|--|
| Baisse de la consommation d'énergie finale | ACTION CONSO.1 | Donner la priorité à la sobriété et à l'efficacité énergétiques |
| | ACTION CONSO.2 | Réduire les consommations énergétiques dans tous les secteurs |
| | ACTION CONSO.3 | Pérenniser le dispositif des certificats d'économies d'énergie |
| Baisse des consommations d'énergies fossiles | ACTION CONSO.4 | Réduire les consommations de charbon |
| | ACTION CONSO.5 | Réduire les consommations de pétrole |
| | ACTION CONSO.6 | Réduire les consommations de gaz |
| | ACTION CONSO.7 | Veiller à l'atteinte de nos objectifs d'électrification |
| La chaleur et le froid renouvelables et de récupération | ACTION CHALEUR.1 | Soutenir financièrement et accompagner le développement des énergies renouvelables thermiques |
| | ACTION CHALEUR.2 | Mettre en place un cadre de long terme pour le marché du chauffage des bâtiments |
| | ACTION CHALEUR.3 | Optimiser l'usage de la biomasse pour mieux décarboner la chaleur |
| | ACTION CHALEUR.4 | Mettre en œuvre le plan pompes à chaleur (PAC) pour en produire 1 million d'ici à 2027 et renforcer la filière |
| | ACTION CHALEUR.5 | Mettre en œuvre le plan d'action national géothermie |
| | ACTION CHALEUR.6 | Élaborer et mettre en œuvre un plan d'action national solaire thermique |
| | ACTION CHALEUR.7 | Accélérer le déploiement des réseaux de chaleur et de froid efficaces |
| | ACTION CHALEUR.8 | Accélérer la récupération de chaleur fatale |
| | ACTION CHALEUR.9 | Soutenir le développement de chaufferies CSR |
| Les carburants liquides | ACTION CARBURANT.1 | Soutenir le déploiement des biocarburants |
| Le gaz | ACTION GAZ.1 | Soutenir le déploiement des gaz renouvelables |
| | ACTION GAZ.2 | Favoriser la consommation d'hydrogène décarboné dans l'industrie, en lien avec les ambitions européennes |
| | ACTION GAZ.3 | Poursuivre le déploiement de la production d'hydrogène, en priorité à proximité des grands pôles de consommation |
| | ACTION GAZ.4 | Anticiper le développement des infrastructures d'hydrogène |

| THÉMATIQUE | RÉFÉRENCE DE L'ACTION | ACTION |
|---------------|---|---|
| L'électricité | ACTION ÉLEC. 1 | Mise à jour de l'impact du changement climatique sur le système électrique |
| | ACTION ENR ÉLEC.1 | Poursuivre le soutien aux filières industrielles des énergies renouvelables |
| | ACTION ENR ÉLEC.2 | Optimiser les dispositifs de soutien public au regard de l'impératif de maîtrise de la dépense publique |
| | ACTION ENR ÉLEC.3 | Accélérer la planification des EnR au niveau local issue de la loi d'Accélération de la production d'énergies renouvelables de 2023 (APER) |
| | ACTION PV.1 | Promouvoir une répartition équilibrée du photovoltaïque entre grandes et petites toitures photovoltaïques, grandes et petites centrales au sol, ainsi que l'agrivoltaïsme |
| | ACTION PV.2 | Planter des <i>gigafactories</i> en France |
| | ACTION EOL TERR.1 | Maintenir le rythme de développement de l'éolien terrestre tout en maintenant la haute qualité environnementale |
| | ACTION ENER MAR.1 | Passer d'une logique de développement projet par projet à une planification globale par façade maritime |
| | ACTION ENER MAR.2 | Créer des pôles de fabrication et d'assemblage en France |
| | ACTION HYDRO.1 | Augmenter les capacités hydroélectriques et la flexibilité du parc, notamment des grandes installations (y compris STEP) |
| | ACTION AUTOCONSO.1 | Inscrire l'autoconsommation dans le paysage de la transition énergétique pour le développement de tous les types d'énergies renouvelables |
| | ACTION NUC.1 | Poursuivre le fonctionnement des réacteurs électronucléaires après 50 ans, puis 60 ans, tant que toutes les exigences de sûreté applicables sont respectées |
| | ACTION NUC.2 | Augmenter la puissance disponible des réacteurs existants et retrouver les meilleurs niveaux de performance opérationnelle |
| | ACTION NUC.3 | Confirmer le lancement du programme industriel de construction de trois paires de réacteurs EPR2 porté par EDF |
| | ACTION NUC.4 | Approfondir l'étude d'un éventuel renforcement du programme électronucléaire |
| | ACTION NUC.5 | Encourager le développement des SMR et de petits réacteurs innovants |
| ACTION NUC.6 | Poursuivre la stratégie de retraitement et de valorisation du combustible nucléaire, et faire aboutir les travaux visant le renouvellement des installations de l'aval du cycle | |

| THÉMATIQUE | RÉFÉRENCE DE L'ACTION | ACTION |
|-----------------|--|---|
| L'électricité | ACTION NUC.7 | Définir une nouvelle feuille de route et engager les travaux relatifs à la fermeture du cycle et à la mise en place d'un parc de RNR en France |
| | ACTION NUC.8 | Mettre en œuvre une filière industrielle européenne de conversion et d'enrichissement de l'uranium de retraitement |
| | ACTION NUC.9 | Maintenir une capacité de recherche dans le secteur nucléaire à la pointe sur l'ensemble des priorités de la politique nucléaire menée par l'État |
| | ACTION THERM.1 | Décarboner le parc thermique |
| | ACTION LOG PÉT 1 | Suivre l'évolution de la consommation des carburants bas-carbone en vue d'une potentielle constitution de stocks stratégiques |
| | ACTION LOG PÉT 2 | Suivre le maillage des stocks stratégiques pour s'assurer de leur répartition |
| | ACTION LOG PÉT 3 | Accompagner les stations-service dans leur transformation |
| | ACTION LOG PÉT 4 | Suivre le maillage des stations-service pour anticiper le risque d'apparition de zones blanches |
| | ACTION APPRO ÉLEC.1 | Poursuivre les réflexions et les travaux sur les possibilités d'évolution ou d'enrichissement du critère de sécurité d'approvisionnement, en lien avec RTE, la CRE et au niveau européen |
| | ACTION APPRO ÉLEC.2 | Étudier l'intégration du dispositif de limitation de puissance électrique à la palette de mesures du plan de sauvegarde du réseau électrique |
| | ACTION APPRO ÉLEC.3 | Poursuivre les analyses et les travaux avec tous les acteurs d'identification des objectifs et des mesures relatifs aux flexibilités et au devenir du parc thermique en cohérence notamment avec l'implémentation de la réforme européenne du marché de l'électricité |
| | ACTION APPRO ÉLEC.4 | Élaborer un « plan de passage à l'échelle des flexibilités de la consommation » en renforçant les incitations économiques au pilotage et au positionnement de la consommation |
| | ACTION APPRO ÉLEC.5 | Adapter le cadre réglementaire et économique du développement des STEP |
| | ACTION APPRO ÉLEC.6 | Continuer à développer les interconnexions et fixer de nouveaux objectifs |
| | ACTION APPRO U.1 | Suivre le maillage des stations-service pour anticiper le risque d'apparition de zones blanches |
| ACTION BIOMAS.1 | Équilibrer l'offre et la demande de biomasse pour le secteur énergétique | |

| THÉMATIQUE | RÉFÉRENCE DE L'ACTION | ACTION |
|--|-----------------------|---|
| Les infrastructures énergétiques et les réseaux | ACTION CARB.1 | Préparer la transformation du réseau des carburants liquides |
| | ACTION RÉG GAZ 1 | Préparer le réseau gazier à la baisse de la consommation de gaz méthane |
| | ACTION RÉSÉLEC 1 | Réaliser les adaptations nécessaires du réseau de transport à l'horizon 2035 quels que soient les scénarios envisagés, et poursuivre la mise en œuvre d'une planification à long terme du réseau électrique, au travers du schéma décennal de développement du réseau de transport (SDDR) et des plans de développement du réseau pour les gestionnaires du réseau public de distribution |
| | ACTION RÉSÉLEC 2 | Renforcer les outils permettant d'ajuster le fonctionnement du réseau à une part croissante de production non pilotable |
| | ACTION CARB ALT.1 | Anticiper le déploiement des bornes de recharge sur les grands axes routiers nationaux |
| Enjeux socio-économiques, industriels, et préservation du pouvoir d'achat des consommateurs et de la compétitivité des prix de l'énergie | ACTION COÛT.1 | Actualiser l'évaluation des coûts complets des scénarios de mix de la PPE |
| | ACTION MAR.1 | Donner des signaux de long terme pour déclencher des investissements et garantir l'accès à une énergie bas-carbone et compétitive |
| | ACTION MAR.2 | Maintenir dans la durée un prix de l'électricité compétitif pour les entreprises, en particulier les entreprises électro-intensives exposées à la concurrence internationale |
| | ACTION GPEC.1 | Organiser les modalités de suivi |
| | ACTION GPEC.2 | Anticiper les besoins de compétences en lien avec les branches et ministères concernés |
| | ACTION GPEC.3 | Favoriser l'adaptation constante des dispositifs de formation et de certification en lien avec les branches et ministères concernés |
| | ACTION GPEC.3 | Contribuer à coordonner les GPEC des branches et des filières relevant du champs couvert par la PPE en veillant à la qualité intrinsèques des GPEC et à leur cohérences d'ensemble |
| | ACTION GPEC.4 | Suivre le déploiement des politiques RH et favoriser le recrutement par des actions de communication ciblées en lien avec les branches et ministères concernés |
| | ACTION GPEC.5 | Favoriser les partenariats et soutenir les entreprises |

| THÉMATIQUE | RÉFÉRENCE DE L'ACTION | ACTION |
|---|-----------------------|--|
| Évaluation des ressources publiques consacrées à l'atteinte des objectifs de la PPE | ACTION SOUTIEN ENR.1 | Mettre en place des dispositifs de soutien adaptés aux différents enjeux de développement des énergies renouvelables |
| Mobilisation des territoires dans la planification énergétique et sa mise en œuvre | ACTION TER.1 | Poursuivre l'accompagnement et le financement au service de la transition écologique |
| | ACTION TER.2 | Accélérer et planifier le développement des énergies renouvelables |
| | ACTION TER.3 | Soutenir les actions d'efficacité énergétique |
| | ACTION TER.4 | Financer la mobilité douce bas-carbone et encourager le report modal |

11. Annexe 4 : Les indicateurs de suivi de la PPE

LES DONNÉES CHIFFRÉES RELATIVES AUX INDICATEURS DE SUIVI DE LA PPE DÉFINIS CI-DESSOUS FERONT L'OBJET D'UNE PUBLICATION RÉGULIÈRE.

| | INDICATEUR | UNITÉ | SOURCE |
|--|------------|-------|--------|
|--|------------|-------|--------|

Maîtrise de la demande d'énergie et réduction de la consommation d'énergies fossiles (données corrigées des variations climatiques)

| | | | |
|---|---|---------|------|
| 1 | Consommation finale d'énergie hors soutes internationales | TWh | SDES |
| 2 | Consommation primaire d'énergie hors soutes internationales | TWh | SDES |
| 3 | Consommation énergétique primaire d'énergies fossiles | TWh | SDES |
| 4 | Consommation énergétique primaire de charbon | TWh | SDES |
| 5 | Consommation énergétique primaire de produits pétroliers | TWh | SDES |
| 6 | Consommation énergétique primaire de gaz naturel | TWh PCI | SDES |

Consommations d'électricité

| | | | |
|----|--|-----|------|
| 7 | Consommation totale d'électricité | TWh | SDES |
| 8 | Part d'électricité dans la consommation énergétique finale | % | SDES |
| 9 | Consommation d'électricité par le secteur des transports | TWh | SDES |
| 10 | Part d'électricité dans la consommation énergétique finale des transports | % | SDES |
| 11 | Consommation d'électricité par le secteur de l'industrie | TWh | SDES |
| 12 | Part d'électricité dans la consommation énergétique finale de l'industrie | % | SDES |
| 13 | Consommation d'électricité par les secteurs résidentiels et tertiaires | TWh | SDES |
| 14 | Part d'électricité dans la consommation énergétique finale des secteurs résidentiels et tertiaires | % | SDES |

Promotion des énergies renouvelables

| | | | |
|------|---|---|------|
| 15 | Part d'énergie d'origine décarbonée dans la consommation finale d'énergie | % | SDES |
| 15.a | Part d'énergie d'origine renouvelable dans la consommation finale d'énergie | % | SDES |
| 15.b | Part d'énergie d'origine nucléaire dans la consommation finale d'énergie | % | SDES |

| | INDICATEUR | UNITÉ | SOURCE |
|--|------------|-------|--------|
|--|------------|-------|--------|

→ La chaleur et le froid renouvelable et de récupération

| | | | |
|----|--|----------|-------------------|
| 16 | Part des énergies renouvelables dans la consommation finale brute de chaleur et de froid | % | SDES |
| 17 | Production de chaleur et froid renouvelables et de récupération | TWh | SDES |
| 18 | Biomasse | TWh | SDES |
| 19 | PAC aérothermiques | TWh | SDES |
| 20 | PAC géothermiques | TWh | SDES |
| 21 | Ventes annuelles de pompes à chaleur individuelles | milliers | SDES / Uniclimate |
| 22 | Géothermie profonde | TWh | SDES |
| 23 | Solaire thermique | TWh | SDES |
| 24 | CSR | TWh | SDEC |
| 25 | Quantité de chaleur et de froid livrée par les réseaux | TWh | SDES |
| 26 | Quantité de chaleur et de froid renouvelables et de récupération livrée par les réseaux de chaleur et de froid | TWh | SDES |
| 27 | Quantité de chaleur et de froid de récupération livrée par les réseaux | TWh | SDES |

→ Les carburants liquides renouvelables

| | | | |
|----|---|-----|------|
| 28 | Consommation de biocarburants dans les transports | TWh | SDES |
|----|---|-----|------|

→ Le gaz renouvelable

| | | | |
|----|--|---------|------|
| 29 | Biométhane injecté dans les réseaux de gaz | TWh PCS | SDES |
|----|--|---------|------|

→ Hydrogène

| | | | |
|----|--|----|------|
| 30 | Capacité totale des électrolyseurs installés | GW | DGEC |
|----|--|----|------|

| | INDICATEUR | UNITÉ | SOURCE |
|--|------------|-------|--------|
|--|------------|-------|--------|

→ L'électricité

| | | | |
|----|--|-----|------|
| 31 | Part d'électricité d'origine décarbonée dans la production | % | SDES |
| 32 | Hydroélectricité | GW | SDES |
| 33 | Éolien terrestre | GW | SDES |
| 34 | Photovoltaïque | GW | SDES |
| 35 | Éolien en mer | GW | SDES |
| 36 | Autres énergies marines (marémoteur, hydroliennes, etc.) | MW | SDES |
| 37 | Géothermie électrique | MW | SDES |
| 38 | Nucléaire | TWh | SDES |

SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT

→ Électricité

| | | | |
|----|--|----|------|
| 39 | Développement des flexibilités électriques | GW | DGEC |
| 40 | Taux d'interconnexion électrique | % | DGEC |

→ Gaz naturel

| | | | |
|----|------------------------------------|---|------|
| 41 | Couverture des besoins de stockage | % | DGEC |
|----|------------------------------------|---|------|

→ Pétrole

| | | | |
|----|------------------|--------|------|
| 42 | Stations-service | Nombre | DGEC |
|----|------------------|--------|------|

| | INDICATEUR | UNITÉ | SOURCE |
|--|------------|-------|--------|
|--|------------|-------|--------|

MOBILITÉ DURABLE

| | | | |
|----|--|--------|------|
| 43 | Consommation d'énergie par le secteur des transports | TWh | SDES |
| 44 | Part d'énergie renouvelable consommée dans les transports | % | SDES |
| 45 | Immatriculations de véhicules particuliers électriques | Nombre | SDES |
| 46 | Part des voitures particulières électriques dans les ventes de voitures neuves | % | SDES |
| 47 | Part des voitures particulières électriques dans le parc roulant de voitures | % | SDES |
| 48 | Puissance cumulée installée d'IRVE ouvertes au public | GW | SDES |
| 49 | Part du parc roulant électrifié PL (%) | % | SDES |
| 50 | Part des poids lourds électriques dans les immatriculations de PL neufs | % | SDES |

PRÉCARITÉ ÉNERGÉTIQUE

| | | | |
|----|---|---------------------------------------|--------------------|
| 51 | Ménages à revenus modestes bénéficiant du CITE ou de « Ma Prime Rénov' »)* <i>*Nombre de dossiers MaPrimeRénov' engagés par l'Agence nationale de l'habitat (ANAH) concernant des ménages aux revenus très modestes et modestes (source : tableaux de bord ANAH, Infocentre)</i> | Nombre de ménages | DGEC (depuis 2020) |
| 52 | Volume d'opérations bénéficiant des CEE précarité | TWh cumac | DGEC |
| 53 | Ménages bénéficiaires du chèque énergie (en début de campagne, hors réclamation positive) | Nombre de ménages éligibles (million) | DGEC |

→ Indicateurs macro-économiques

| | | | |
|----|---|----------------------|--------|
| 54 | Émissions de GES de la production d'énergie | Mt CO2eq | Citepa |
| 55 | Facture énergétique | Md€ (euros consants) | SDES |
| 56 | Emplois dans les énergies renouvelables | Nombre | SDES |
| 57 | Charges annuelles de service public de l'électricité (hors péréquation) | M€ | CRE |

→ Indicateurs environnementaux intégrés au suivi de la PPE

| | | | |
|----|---|-------------------------------|---------|
| 58 | Récolte totale de bois-énergie | m3 et part du total national | Agreste |
| 59 | Prélèvement d'eau douce pour le refroidissement des centrales électriques | Gm3 et part du total national | BNPE |
| 60 | Empreinte matière liée aux minerais métalliques et minéraux non métalliques | Mte | SDES |

| | INDICATEUR | UNITÉ | SOURCE |
|--|------------|-------|--------|
|--|------------|-------|--------|

→ Indicateurs environnementaux de suivi global

| | | | |
|---------------------------------------|---|---|---------|
| Climat et énergie | Émissions de GES de l'industrie de l'énergie | Mt CO ₂ eq et part du total national hors UTCATF | Citepa |
| | Émissions de GES des transports | Mt CO ₂ eq et part du total national hors UTCATF | Citepa |
| | Empreinte carbone | MtCO ₂ eq | SDES |
| | Part des émissions associées aux importations dans l'empreinte carbone | % | SDES |
| Milieux naturels, sols et eaux | Récolte totale de bois-énergie | m3 et part du total national | Agreste |
| | Prélèvement d'eau douce pour le refroidissement des centrales électriques | Gm3 et part du total national | BNPE |
| | Consommation d'eau douce | Gm3 | SGPE |
| | Consommation d'espaces naturels, agricoles et forestiers | kha/an | CEREMA |
| Ressources (métaux ...) | Quantité de panneaux PV collectés | t | ADEME |
| | Empreinte matière liée à la biomasse | Mte | SDES |
| | Empreinte matière liée aux minerais métalliques et minéraux non métalliques | Mte | SDES |
| | Empreinte matière liée aux combustibles fossiles | Mte, dont part de combustibles fossiles | SDES |
| Risques | Part d'accidents liés aux installations de production d'énergie | % | BARPI |
| Santé et pollutions | Émissions de NOx de l'industrie de l'énergie | kt et part du total national | Citepa |
| | Émissions de PM2,5 de l'industrie de l'énergie | kt et part du total national | Citepa |
| | Émissions de PM10 de l'industrie de l'énergie | kt et part du total national | Citepa |
| | Émissions de NOx des transports | kt et part du total national | Citepa |
| | Émissions de PM2,5 des transports | kt et part du total national | Citepa |
| | Émissions de PM10 des transports | kt et part du total national | Citepa |
| | Émissions de GES de l'industrie de l'énergie | Mt CO ₂ eq et part du total national hors UTCATF | Citepa |

Annexe 5 - Glossaire

→ **Chaleur** : transfert thermique, au sens physique du terme. La chaleur primaire, d'origine géothermique, aérothermique ou solaire, s'oppose à la chaleur secondaire obtenue en brûlant des combustibles tels que le charbon, le gaz naturel, le pétrole, la biomasse et les déchets.

→ **Charbon** : sous sa forme primaire, combustible fossile qui revêt généralement l'aspect physique d'un roc brun ou noir et qui est constitué de matière végétale carbonisée. On distingue le lignite, le charbon sous-bitumineux et la houille, classés par pouvoir calorifique croissant. La houille pouvant être transformée en coke est dénommée « charbon à coke », par opposition au « charbon-vapeur » utilisé pour produire de la chaleur sous forme de vapeur (elle-même pouvant être éventuellement transformée en électricité). Dans la PPE, le terme de charbon couvre aussi les produits secondaires, tels que les agglomérés, les briquettes, le coke de cokerie, le goudron de houille, mais aussi les gaz sidérurgiques (gaz de cokerie, de haut-fourneau et de convertisseur à l'oxygène).

→ **Combustible** : toute substance pouvant être brûlée pour produire de la chaleur, par réaction du carbone et de l'hydrogène contenus dans la substance combustible avec l'oxygène.

→ **Consommation d'électricité finale** : La consommation finale d'électricité représente le total de l'électricité consommée par les utilisateurs finaux tels que les ménages, les transports, ou l'industrie. Elle ne comprend ainsi pas les pertes, les consommations issues du secteur de l'énergie et les consommations pour la production d'hydrogène.

→ **Consommation électrique intérieure** : La consommation intérieure d'électricité inclut la consommation finale d'électricité sur le territoire métropolitain continental (hors Corse, hors DOM), ainsi que les consommations internes de la branche énergie, dont la consommation d'électricité pour produire de l'hydrogène électrolytique et dont les pertes électriques sur les réseaux de distribution et de transport. C'est la grandeur pertinente pour dimensionner le parc de production, puisqu'elle tient compte des volumes d'électricité consommés de manière intermédiaire, en plus de la consommation d'électricité dans les secteurs d'utilisation finale.

→ **Consommation d'énergie finale au sens de la DEE** : Selon la 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 (DEE), la consommation d'énergie finale est « la somme des consommations d'énergie de l'industrie, des transports, y compris la consommation d'énergie de l'aviation internationale, du secteur résidentiel, du secteur tertiaire

public et privé, de l'agriculture, de la sylviculture, de la pêche et d'autres secteurs d'utilisation finale, à l'exclusion de la consommation d'énergie dans les soutes maritimes internationales, de l'énergie ambiante et des livraisons au secteur de la transformation et au secteur de l'énergie, ainsi que des pertes dues au transport et à la distribution au sens de l'annexe A du règlement (CE) no 1099/2008 ». Elle correspond donc à la consommation finale énergétique à laquelle les soutes aériennes sont intégrées et l'énergie ambiante est exclue.

→ **Consommation finale énergétique** : consommation d'énergie à toutes fins autres que la transformation, le transport, la distribution et le stockage d'énergie et hors utilisation comme matière première ou pour certaines propriétés physiques (voir consommation finale non énergétique). En général, la consommation finale s'entend hors soutes internationales.

→ **Consommation finale brute d'énergie** : consommation d'énergie, y compris les pertes de transports et les usages internes en électricité de la branche énergie.

→ **Consommation finale non énergétique** : consommation de combustibles à d'autres fins que la production de chaleur, soit comme matières premières (par exemple pour la fabrication de plastique), soit en vue d'exploiter certaines de leurs propriétés physiques (comme, par exemple, les lubrifiants, le bitume ou les solvants).

→ **Énergie primaire** : énergie non transformée, i.e. tirée de la nature (soleil, fleuves ou vent) ou contenue dans les produits énergétiques tirés de la nature (comme les combustibles fossiles ou le bois), et chaleur issue de la réaction nucléaire. Par convention, l'énergie primaire d'origine hydraulique, éolienne, marémotrice et solaire photovoltaïque est comptabilisée à hauteur de la production d'électricité correspondante. La chaleur issue de la réaction nucléaire est mesurée à travers un rendement de la production électrique nucléaire de 0,33. La consommation d'énergie primaire est la somme de la consommation finale, des pertes et de la consommation des producteurs et des transformateurs d'énergie.

→ **Énergie renouvelable** : énergie dérivée de processus naturels en perpétuel renouvellement, notamment l'énergie générée par le soleil, le vent, la chaleur terrestre, l'eau des fleuves, des lacs, des mers et des océans, la biomasse solide (bois et déchets d'origine biologique), le biogaz et les biocarburants liquides.

→ **Gaz naturel** : il est extrait de réserves naturelles souterraines et se compose principalement de méthane (CH₄).

➔ **Nucléaire** : énergie dégagée, sous forme de chaleur, par la fission de noyaux d'uranium dans des réacteurs. Cette énergie, considérée comme primaire, est transformée secondairement en électricité (avec un rendement supposé de 33 %).

➔ **Pétrole** : mélange complexe d'hydrocarbures liquides, des éléments chimiques contenant de l'hydrogène et du carbone, qui se forme naturellement dans des nappes souterraines présentes dans les roches sédimentaires. Au sens large, il inclut les produits tant primaires (pétrole brut) que secondaires (raffinés).

➔ **Pouvoir calorifique** : quantité de chaleur dégagée par la combustion complète d'une unité de combustible. On oppose le pouvoir calorifique supérieur (PCS), qui désigne le dégagement maximal théorique de chaleur lors de la combustion, y compris la chaleur de condensation de la vapeur d'eau produite, au pouvoir calorifique inférieur (PCI), qui exclut cette chaleur de condensation.



GOVERNEMENT

*Liberté
Égalité
Fraternité*

**FRANCE
NATION
VERTE >**

Agir • Mobiliser • Accélérer

