Notre stratégie énergétique : souveraineté, décarbonation, compétitivité

SOCIALISTES & APPARENTÉS
ASSEMBLÉE NATIONALE

ÉDITO

Alors que l'urgence climatique impose la décarbonation et que la crise énergétique induite par la guerre en Ukraine fait rage et que nous sommes confrontés à une guerre froide économique engagée par la Russie, la Chine et, désormais, les États-Unis, **la question de l'autonomie énergétique de la France se pose avec urgence.** Elle est un préalable à la préservation du pouvoir d'achat des ménages et à la compétitivité de nos entreprises, qui passera de manière croissante par la garantie d'un prix de l'énergie accessible à toutes et tous, et plus bas que nos concurrents.

Ce nouvel ordre mondial représente une **opportunité pour réellement engager la transition énergétique et écologique dans notre pays,** faisant coïncider au travers de la décarbonation de nos économies priorités climatiques et économiques.

C'est pourquoi, le groupe Socialistes et apparentés, a conduit un **travail de longue haleine et mené de nombreuses auditions,** pour parvenir à imaginer et élaborer une stratégie énergétique pour la France.

Cette stratégie repose sur **trois piliers : souveraineté, décarbonation et compétitivité,** et sur une chronologie permettant de viser en priorité la mise en œuvre d'un mix 100 % décarboné d'ici 2050, puis au-delà, tendre vers la proportion la plus élevée possible de renouvelables.

Outre un effort conséquent de sobriété et d'efficacité énergétique, nous considérons que **les énergies renouvelables constituent la réponse la plus adéquate** à ces enjeux de décarbonation en étant moins coûteuses que les infrastructures nucléaires nouvelles, plus rapidement et aisément déployables, assurant une indépendance énergétique en matière de combustibles et offrant une très faible empreinte carbone.

La France doit ainsi poursuivre la recherche d'un mix énergétique comportant la plus forte composante renouvelable atteignable et techniquement réalisable. L'atteinte d'un mix intégralement ou très majoritairement composé d'énergies renouvelables nécessite non seulement une diversification de ces énergies mais également un **développement massif des capacités de stockage d'énergie et des technologies de pilotage du réseau.**

Le **lancement d'un nouveau programme électronucléaire apparaît nécessaire** pour bien gérer la sortie d'exploitation des réacteurs du parc nucléaire historique et maintenir un socle de capacités de production pilotables et robustes suffisantes pour assurer la sécurité d'approvisionnement et la stabilité du réseau.

En cohérence avec notre pilier « compétitivité », le calibrage de ce nouveau programme électronucléaire doit impérativement être crédible sur le plan industriel et financier, pertinent sur le plan économique et ne pas relever d'une approche mystique du génie atomique.

Dès lors, le format que nous proposons pour un nouveau programme électronucléaire est **le plus petit nombre de nouveaux réacteurs** qui permette d'apporter les avantages du nucléaire à notre mix (stabilité, prévisibilité, pilotabilité), en laissant les renouvelables former le gros du prix final avec le nucléaire historique plus récent.

Le travail du groupe Socialistes et apparenté permet donc de formuler la proposition d'un **mix énergétique équilibré et diversifié, dimensionné pour répondre à d'ambitieux objectifs de sobriété, d'efficacité énergétique de d'électrification des usages,** assis sur un développement important des énergies renouvelables et la relance d'un programme électronucléaire de transition, guidé par l'objectif d'un prix de l'énergie bas et compétitif, crédible sur le plan scientifique et industriel.

Boris Vallaud

Président du groupe
Socialistes & apparentés

Député des Landes

PRÉAMBULE

La constitution d'une nouvelle Assemblée nationale dans la foulée des élections législatives anticipées du 30 juin et 7 juillet 2024 devait, conformément au Code de l'énergie, être l'occasion de **débattre puis d'adopter une loi de programmation énergie climat (LPEC).**

Prévue par la loi du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat et destinée à fixer les grands objectifs de la politique énergétique et climatique de la France en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre et de la consommation énergétique, en particulier fossile, de diversification du mix énergétique et de développement des énergies renouvelables ou encore de rénovation énergétique des bâtiments, sa promulgation aurait dû intervenir avant le 1er juillet 2023 et précéder la révision quinquennale de la Stratégie nationale bas carbone (SNBC) et de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE).

La LPEC aurait également dû servir de base de travail consolidée pour l'élaboration du Plan national énergie climat (PNEC) qui a nonobstant été remis à la Commission européenne le 10 juillet 2024. Or, les divers reports des Conseils de planification écologique à l'été 2023 l'ont prouvé : **les gouvernements successifs d'Emmanuel Macron ont, jusqu'à présent, été incapables de construire une séquence politique nationale complète et performative** autour de l'atteinte de l'objectif de neutralité carbone en 2050.

Trois projets de loi techniques ont néanmoins été adoptés sous la XVIe législature :

1. La loi du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables ;

2. La loi 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 ;

3. La loi du 21 mai 2024 relative à l'organisation de la gouvernance de la sûreté nucléaire et de la radioprotection pour répondre au défi de la relance de la filière nucléaire.

Si la première était nécessaire, tous les scénarios de mix énergétique envisagés ayant comme hypothèse commune une accélération du développement des énergies renouvelables, la deuxième et la troisième s'inscrivent en silo, sans vision d'ensemble, notamment en matière de partage de la valeur et de gouvernance, et **sans véritable débat sur la place du nucléaire dans notre futur mix énergétique** (production électrique, d'hydrogène par électrolyse ou de chaleur), ni même sur son format, au regard de l'enjeu de compétitivité à long terme.

Par ailleurs, les réunions du Conseil de Politique Nucléaire (CPN) se sont tenues sans le Parlement alors que d'importants investissements ont été annoncés dans la filière lors de la session du 26 février 2024, notamment vers le site de retraitement des déchets de la Hague.

Ces errements et divers retards font apparaître que la planification écologique demeure un objet politique technique issu de groupes de travail intégrant (fort logiquement) parlementaires, corps intermédiaires etc., mais **souffre de l'absence d'un récit politique mobilisateur et d'une vision d'ensemble et de long terme, allant au-delà de l'opposition renouvelables-nucléaire,** à destination des Françaises et des Français alors que les objectifs climatiques (neutralité carbone d'ici à 2050) nécessitent la mise en place et la déclinaison d'une planification à court et moyen terme.

Dans ce contexte, le groupe Socialistes et apparentés a décidé de prendre pleinement part au débat en produisant sa propre doctrine énergétique et climatique, en prévision des révisions prochaines de la PPE et de la SNBC.

Cette doctrine repose sur trois priorités d'action et un fil directeur :

- **Priorité n°1 :** Décarboner les principaux secteurs de notre économie (transport, bâtiment, industrie, agriculture) en favorisant la sobriété des usages, la réindustrialisation, l'efficacité énergétique et l'innovation technologique déployables à court terme (d'ici à 2030), dans cet ordre de priorité ;
- **Priorité n°2 :** Assurer un prix de l'énergie protégeant le pouvoir d'achat des ménages et préservant la compétitivité de nos entreprises ;
- **Priorité n°3 :** Favoriser le développement des énergies renouvelables afin d'atteindre aussi vite que possible un mix énergétique décarboné, avec le maintien d'une capacité de production électronucléaire.

Un fil directeur : La faisabilité technique, industrielle, économique et sociale de nos propositions, en garantissant à tout instant la sécurité et la résilience de notre système énergétique, et en favorisant autant que possible les coopérations régionales (en particulier dans le cadre de l'Union européenne).

SOMMAIRE

I. LA DÉCARBONATION DES USAGES ET LA SOBRIÉTÉ, PRIORITÉS ABSOLUES POUR RÉDUIRE NOS ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE ET NOS IMPORTATIONS ÉNERGÉTIQUES 9

1. Le respect des engagements internationaux de la France et le paquet européen « Fit for 55 » 10

a. Le cadre fixé par l'Accord de Paris de 2015 10

b. Le paquet européen « Fit for 55 » : opportunités et contraintes 11

2. Les causes du retard pris par la France dans la mise en œuvre de ces priorités et les propositions des députés Socialistes et apparentés 13

a. La dynamique favorable des contrats de transition écologique des 50 sites industriels les plus émetteurs de gaz à effet de serre 15

b. Le retard dramatique de la transition énergétique des bâtiments résidentiels et tertiaires 18

c. Une décarbonation contrariée des mobilités 22

d. L'absence de politiques publiques ambitieuses en matière d'impact sur les émissions des activités agricoles et forestières 26

3. Le coût économique de l'exposition de la France aux importations d'énergies fossiles et son impact sur la compétitivité de nos entreprises 29

a. Garantir la sortie définitive du charbon 29

b. Évolution de la facture énergétique de la France sur la période 2019-2023 et structure du prix de l'électricité 30

c. Comparaison internationale du prix de l'énergie pour le secteur industriel et impact sur les stratégies d'investissement 32

4. Le contexte du nouveau marché européen de l'électricité et le post-ARENH 34

a. La réforme du marché européen adoptée à Bruxelles 34

b. La sortie du mécanisme de l'ARENH en France et la tarification du nouveau nucléaire 35

II. LA MISE EN ŒUVRE D'UN MIX ÉNERGÉTIQUE À 100% DÉCARBONÉ MAXIMISANT PROGRESSIVEMENT LA PART D'ÉNERGIES RENOUVELABLES 36

1. La mise en œuvre des hypothèses communes à l'ensemble des scenarii de décarbonation 37

a. Renforcer les capacités de stockage électrique et de pilotabilité du réseau 37

b. Développer rapidement les capacités de production hydraulique 39

c. Face au développement insuffisant des énergies renouvelables, la nécessité de prolonger le parc électronucléaire actuel à 60 ans et les hypothèses sur une prolongation au-delà 41

2. Les conditions techniques et financières présidant à notre choix de mix énergétique 44

a. Un scénario 100 % énergies renouvelables dès 2050 trop complexe à mettre en œuvre 44

b. Une prolongation du parc nucléaire historique et un programme de nouveau nucléaire limité aux six EPR 2 aujourd'hui annoncés 48

c. Un coût prévisionnel du programme EPR 2 rendant non-viable économiquement la réalisation d'un programme plus conséquent 50

3. Vers un mix électrique maximisant la part d'énergies renouvelables et à 100 % décarboné d'ici 2050 55

a. De 2025 à 2035 : une fragilité structurelle imposant une accélération drastique du développement des énergies renouvelables dans un contexte défavorable 55

b. De 2035 à 2050 : l'atteinte de la neutralité carbone par la poursuite du déploiement des énergies renouvelables à un rythme soutenu et un nouveau nucléaire de transition 61

c. Au-delà de 2050 : la poursuite d'un mix énergétique tendant vers 100% d'énergies renouvelables 66

4. Les conditions pour faciliter le déploiement rapide des énergies renouvelables 68

a. L'amélioration du partage territorial de la valeur 68

b. L'amélioration de la Gouvernance locale des projets 69

SYNTHÈSE ET CHRONOLOGIE 72

INTRODUCTION

La France, face à l'urgence climatique, doit engager une transformation profonde de son modèle économique. L'objectif de neutralité carbone d'ici à 2050, inscrit dans l'Accord de Paris et dans la loi climat européenne, exige une action résolue et immédiate. Or, force est de constater que notre pays accuse un retard préoccupant. Si une amorce du cadre général de la planification écologique a été définie, notamment par le SGPE, sa trajectoire de financement et la nécessaire déclinaison territoriale restent des défis majeurs. Il faut que cette déclinaison 1° ne laisse personne de côté socialement, 2° soit efficace, au sens qu'elle nous permette d'atteindre les objectifs que nous nous sommes fixés en utilisant au mieux nos ressources.

Les années qui viennent posent plusieurs défis à nos actions en matière énergétique : quelles sont les technologies de décarbonation à favoriser ? Quels sont les besoins réels de décarbonation actuels et futurs (en fonction de l'évolution de nos usages) ? Comment réussir socialement la décarbonation de notre économie, au regard de nos objectifs ambitieux et des crises passées (cf. « gilets jaunes ») ? Comment favoriser le développement de filières industrielles de décarbonation créatrices d'emplois en France tout en limitant la hausse des prix ? Quelles articulations de nos actions au niveau européen et quelles déclinaisons territoriales ? Quelles sont les structures de gouvernance à mobiliser, pour assurer la légitimité démocratique de la transition ? Comment mobiliser les financements nécessaires à la transition énergétique dans un contexte de finances publiques dégradé ?

Il ne s'agit pas seulement de décarboner nos usages énergétiques, mais de le faire de manière équitable socialement. Cette transition doit être un levier de progrès social, de création d'emplois et de renforcement de notre souveraineté industrielle. Elle doit aussi garantir un accès abordable et stable à l'énergie pour tous.

Pour relever ce défi, le groupe Socialistes et apparentés propose une stratégie ambitieuse et pragmatique, s'articulant autour de trois piliers :

- L'accélération de la transition énergétique, en privilégiant une sobriété énergétique choisie, une électrification des usages et un développement massif et rapide des énergies renouvelables.
- La justice sociale, en garantissant que cette transition ne laisse personne de côté et profite à toutes les Françaises et tous les Français.
- La souveraineté industrielle, en favorisant le développement de filières françaises (et européennes) de production d'énergie décarbonée et en réduisant notre dépendance aux importations extra-UE.

Ce projet de doctrine vise à éclairer les choix stratégiques de la France en matière d'énergie et à proposer des solutions concrètes pour une transition écologique réussie.

I. La décarbonation des usages et la sobriété, priorités absolues pour réduire nos émissions de gaz à effet de serre et nos importations énergétiques

1. Le respect des engagements internationaux de la France et le paquet européen « Fit for 55 »

La décarbonation de l'économie est un impératif mondial, une nécessité européenne et un défi majeur pour la France. L'urgence climatique, amplifiée par les récents événements géopolitiques, exige une action résolue et coordonnée à tous les niveaux.

a. Le cadre fixé par l'Accord de Paris de 2015

L'Accord de Paris, adopté en 2015 sous l'égide de la France, constitue le cadre de référence de l'action internationale pour le climat. Il fixe un objectif ambitieux : limiter le réchauffement climatique bien en deçà de 2°C par rapport aux niveaux préindustriels, et poursuivre les efforts pour limiter la hausse à 1,5°C.

La France, en tant que pays développé et signataire de l'Accord de Paris, a pris des engagements forts pour réduire ses émissions de gaz à effet de serre. La Stratégie Nationale Bas Carbone (SNBC), actuellement en consultation, fixe des objectifs de réduction des émissions à court, moyen et long terme, avec l'objectif ultime d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050.

Cependant, force est de constater que la trajectoire actuelle de la France, au même titre que la plupart des États, n'est pas compatible avec ses engagements internationaux. Les émissions de gaz à effet de serre ont certes diminué ces dernières années, mais cette baisse reste insuffisante pour atteindre les objectifs fixés. Le dernier rapport du Haut Conseil pour le Climat (HCC) souligne le retard pris par la France dans plusieurs secteurs clés, notamment le bâtiment, les transports et l'agriculture (cf. ci-dessous).

Pour respecter ses engagements et inverser la tendance, la France doit accélérer sa transition énergétique et écologique. Cela implique de mettre en œuvre des politiques ambitieuses dans tous les secteurs de l'économie, en s'appuyant sur les leviers suivants :

- **Sobriété** : réduire la consommation d'énergie en modifiant les comportements et en optimisant les usages.
- **Efficacité** : améliorer l'efficacité énergétique des bâtiments, des transports et des procédés industriels.
- **Développement des énergies bas carbone** :
  - accélérer le déploiement des énergies renouvelables (éolien, solaire, hydraulique, biomasse, biogaz, géothermie) pour décarboner la production d'électricité et de chaleur ;
  - assurer une production nucléaire fiable et compétitive.
- **Innovation technologique** : investir dans la recherche et le développement de technologies de décarbonation (batteries, hydrogène bas-carbone, capture et stockage du carbone).

b. Le paquet européen « Fit for 55 » : opportunités et contraintes

Le paquet « Fit for 55 », présenté par la Commission européenne en juillet 2021, constitue la pierre angulaire de la stratégie européenne pour atteindre la neutralité carbone d'ici 2050. Son objectif : réduire les émissions de gaz à effet de serre de l'UE d'au moins 55 % d'ici 2030 par rapport aux niveaux de 1990. Ce paquet ambitieux, qui couvre tous les secteurs de l'économie, implique une transformation profonde du modèle européen de production et de consommation d'énergie.

Pour la France, le « Fit for 55 » représente un défi majeur, mais aussi une opportunité historique. Il est crucial d'adopter une posture proactive et stratégique pour maximiser les bénéfices et minimiser les risques de ce paquet :

- **Accélérer la transition énergétique grâce aux financements européens** : le plan de relance européen « Next Generation EU » et les autres fonds européens dédiés à la transition énergétique offrent à la France des ressources financières considérables pour investir dans la transition. Il est essentiel de mobiliser ces fonds de manière efficace et stratégique pour accélérer la décarbonation de l'économie française. Or, aujourd'hui la France ne sollicite pas suffisamment ces fonds : ainsi, dans le cadre du programme de financement de la recherche Horizon Europe par exemple, la France arrive en deuxième position bien derrière l'Allemagne au classement des bénéficiaires. Elle descend même à la treizième place sur vingt-sept si on rapporte la contribution reçue au nombre d'habitants.

- **Renforcer la sécurité énergétique et la compétitivité grâce au marché unique de l'énergie** : le paquet « Fit for 55 » vise à renforcer le marché unique de l'énergie, en améliorant l'interconnexion des réseaux électriques, et en renforçant les mécanismes de solidarité entre les États membres. Cette intégration accrue du marché européen de l'énergie peut contribuer à améliorer la sécurité d'approvisionnement de la France, à réduire sa dépendance aux importations d'énergie aux pays extra-UE et à renforcer la compétitivité de ses entreprises. Nous revenons plus en détail sur ces questions dans la partie II du présent document.

- **Stimuler l'innovation et la création d'emplois grâce à l'harmonisation des normes** : le paquet « Fit for 55 » prévoit une harmonisation des normes environnementales au niveau européen, notamment en matière d'efficacité énergétique, d'émissions de CO2 des véhicules et de performance énergétique des bâtiments. Cette harmonisation peut stimuler l'innovation et la compétitivité des entreprises françaises, en créant de nouvelles opportunités de marché et en favorisant l'émergence de filières industrielles d'avenir.

- **Adapter la législation française aux nouvelles réglementations européennes** : le paquet « Fit for 55 » impose de nouvelles obligations aux États membres dans de nombreux domaines, tels que les énergies renouvelables, l'efficacité énergétique,

la taxation de l'énergie et le marché du carbone, la réduction de 90 % des émissions de gaz à effet de serre issus des transports à l'horizon 2050. La France devra transposer rapidement et efficacement ces nouvelles réglementations dans sa législation nationale, ce qui nécessitera un effort important d'adaptation et de concertation avec les acteurs concernés. La France a d'ailleurs été mise en demeure par la Commission européenne en septembre pour la mise en œuvre de la nouvelle directive RED.

- **Maintenir la compétitivité de l'industrie française dans un contexte de concurrence accrue** : la transition énergétique peut entraîner une concurrence accrue entre les États membres, notamment dans le domaine des énergies renouvelables, des technologies de décarbonation et des véhicules électriques. La France devra veiller à maintenir la compétitivité de son industrie dans ce nouveau contexte, en soutenant l'innovation, en investissant dans la formation et en mettant en place des mesures de soutien aux entreprises ambitieuses en matière de transition.

- **Prévenir les risques de « fuite de carbone » et de distorsion de concurrence** : le paquet « Fit for 55 » doit être mis en œuvre de manière cohérente et équitable pour éviter les risques de "fuite de carbone", c'est-à-dire de délocalisation des activités industrielles vers des pays ayant des normes environnementales moins strictes.
  La France devra être vigilante sur ce point et promouvoir des solutions au niveau européen pour prévenir ces risques, par exemple en renforçant les domaines d'application du Mécanisme européen d'ajustement aux frontières (CBAM en anglais) de manière horizontale (couverture de davantage de domaines) et verticale (toute la chaîne de valeur).

2. Les causes du retard pris par la France dans la mise en œuvre de ces priorités et les propositions des députés socialistes et apparentés

La France, malgré un discours volontariste sur la scène internationale, affiche un retard inquiétant dans sa transition énergétique et écologique. Ce retard, constamment pointé du doigt par le Haut Conseil pour le Climat (HCC) et les instances européennes, témoigne d'un manque de cohérence et de volontarisme politique. Le retard français se manifeste de manière flagrante dans plusieurs domaines clés.

- **Réduction des émissions de gaz à effet de serre** : d'après le dernier rapport du Haut Conseil pour le Climat, l'empreinte carbone de la France est estimée à 623 Mt éqCO2 en 2022, soit 9,2 t éqCO2 par personne. La France a une empreinte carbone supérieure à la moyenne mondiale qui est, en 2022, de 6,8 t éqCO2 par personne. A ce stade, le rythme de décarbonation ne permet pas d'atteindre les objectifs fixés par le pacte européen « fit for 55 » et la stratégie nationale bas carbone (SNBC). Les secteurs des transports et des déchets doivent en particulier accélérer leurs baisses d'émissions et notre puit de carbone doit être renforcé en portant une attention sur la bonne santé de nos sols et l'état de nos forêts.

- **Développement des énergies renouvelables** : le déploiement de l'éolien et du solaire est freiné par des procédures administratives complexes, des résistances locales « Not In My Backyard » (NIMBY) et un manque d'investissement dans les réseaux électriques (besoin de 100 milliards d'euros pour le réseau de transport français d'ici à 2040 selon RTE). La France reste dépendante des énergies fossiles, au risque de compromettre sa sécurité d'approvisionnement et sa souveraineté énergétique.

- **Retard dans la demande d'électrification** : alors que l'offre d'énergie a été bien planifiée (cf. PPE en cours de consultation), le retard en matière d'électrification des usages est préoccupant, faisant peser le risque de ne pas absorber l'offre d'électricité renouvelable et bas-carbone qui est en train d'être développée. Alors que la France a exporté environ 90 TWh d'électricité en 2024, l'électrification complète des voitures particulières (38 millions de véhicules en France) et le déploiement des pompes à chaleur représente environ 90 TWh. Par conséquent, le surcroît d'électrification pourrait venir des industriels, en particulier des électro-intensifs, qui sont aujourd'hui fortement soumis à la concurrence internationale et pénalisés par les prix de l'électricité (les CAPN d'EDF ont du mal à être déployés).

- **Rénovation énergétique des bâtiments** : le chantier de la rénovation énergétique avance trop lentement, laissant des millions de ménages dans des passoires thermiques et dévaluant certains logements. Seuls 1 % des logements en France sont rénovés chaque année à un niveau de performance énergétique ambitieux. Les dispositifs d'aide, comme MaPrimeRénov', sont complexes et peu accessibles aux ménages les plus modestes. Le manque de main-d'œuvre qualifiée constitue également un frein important. Ce retard aggrave la précarité énergétique et plombe le pouvoir d'achat des Françaises et des Français.

- **Décarbonation de l’industrie** : l'industrie française reste très dépendante des énergies fossiles. Les investissements dans les technologies de décarbonation sont insuffisants et les plans de transition sectoriels manquent d'ambition. La compétitivité de l'industrie française est menacée par ce retard.
- **Adaptation au changement climatique** : la France est mal préparée aux impacts du changement climatique, qui se manifestent déjà par des événements climatiques extrêmes (canicules, notamment en 2022, sécheresses, inondations…). Or, le réchauffement climatique est déjà là : dans son dernier rapport annuel, le HCC estime que les dix dernières années (2014-2023) constituent « *la décennie la plus chaude dans le monde et en France métropolitaine sur plus de 120 ans* ». L’ampleur de la catastrophe du cyclone Chido à Mayotte démontre le manque de préparation de notre pays face à des phénomènes naturels dont la récurrence et l’intensité vont augmenter avec les effets du réchauffement climatique, en particulier pour les territoires ultramarins.

Ce retard accumulé a un coût exorbitant pour la France :

- **Coûts économiques** : les dommages liés au changement climatique (inondations, sécheresses, canicules…) se chiffrent déjà en milliards d'euros par an. En ce sens, le dernier plan national d’adaptation au changement climatique (PNACC 3) se limite à un constat et à des propositions imprécises en faisant l’impasse sur les impacts budgétaires et la mise en place d’un calendrier réaliste. Or, depuis l’étude réalisée par I4CE en juin 2022, il est désormais établi qu’il faudra consacrer entre 2 et 3 milliards par an pour mettre en œuvre des politiques d’adaptation ambitieuses sur l’ensemble du territoire.

Par ailleurs, la dépendance aux énergies fossiles alourdit la facture énergétique de la France et fragilise son économie (en 2022, nos importations énergétiques ont atteint 148 milliards d’euros). Le retard dans la transition énergétique compromet ainsi la compétitivité des entreprises françaises et freine la création d'emplois.

- **Aggravation des inégalités sociales** : la transition énergétique risque d'accentuer les inégalités sociales. Les ménages les plus précaires sont les premiers touchés par la hausse des prix de l'énergie et les difficultés d'accès à un logement décent. Le retard dans la décarbonation de l'industrie peut entraîner des pertes d'emplois dans les secteurs les plus polluants, aggravant les inégalités territoriales.

- **Dégradation de l'environnement et mise en péril de la biodiversité** : le retard dans la réduction des émissions de gaz à effet de serre aggrave le changement climatique et ses conséquences sur les écosystèmes et la biodiversité. La dépendance aux énergies fossiles contribue à la pollution de l'air et aux problèmes de santé publique.

Il est temps d'agir avec détermination et pragmatisme avec des objectifs ambitieux mais réalistes.

La France doit se doter d'une véritable vision stratégique pour la transition énergétique et écologique, en s'appuyant sur des objectifs ambitieux mais réalistes, des moyens conséquents et une gouvernance efficace.

a. La dynamique favorable des contrats de transition écologique des 50 sites industriels les plus émetteurs de gaz à effet de serre

Le secteur de l'industrie représente près de 20 % des émissions de CO2 en France (source HCC). Les émissions de ce secteur ont diminué de - 6,4% en 2022 compte tenu de l'importante baisse de la consommation d'énergie causée par les mesures de sobriété prises en réponse à l'augmentation des prix et au Plan de sobriété énergétique mis en place par le Gouvernement. Néanmoins, pour atteindre les objectifs de décarbonation de 2030 (-44 % d'émission en 2030 par rapport à 2019), les émissions du secteur nécessitent une baisse entre 1,4 à 1,6 fois plus rapide par rapport à la période 2019-2022 (soit -3,1 à -3,7 MtéqCO2/an).

Les industriels sont de plus en plus incités à décarboner leurs process de production, notamment car le marché carbone européen (EU ETS - phase 2) va bientôt s'appliquer au secteur industriel. En effet, à partir de 2026, l'UE va taxer le carbone contenu dans les produits importés mais aussi – afin de ne pas fausser la concurrence - ceux produits par les entreprises présentes sur le territoire de l'Union.

De plus, le secteur industriel présente un fort potentiel pour la demande d'électricité bas carbone, à travers les nombreux projets de décarbonation en cours, qui nécessitent une quantité très importante d'électricité. C'est, par exemple, le choix fait par ArcelorMittal sur ses sites français de Dunkerque et de Fos-sur-Mer. Premier émetteur de gaz à effet de serre en France, avec 12 des 78 millions de tonnes d'équivalent CO_2 émises chaque année dans notre pays, l'entreprise a lancé un vaste projet de décarbonation progressive de son activité en Europe.

À Dunkerque, dans une première phase, il s'agit de réduire les émissions de 36 % en remplaçant des hauts-fourneaux par des fours électriques, nécessitant jusqu'à 750 MW de puissance, soit la moitié d'un réacteur nucléaire de dernière génération.

Les leviers pour accélérer la décarbonation et l'électrification de l'industrie sont connus :

- **Efficacité énergétique** : inciter à la modernisation des équipements industriels par des audits énergétiques obligatoires et des aides financières ciblées (exemple : Fonds de décarbonation de l'industrie).

- **Électrification des procédés** : continuer à soutenir le remplacement des énergies fossiles par l'électricité dans les procédés industriels (exemple : fours électriques pour la sidérurgie, pompes à chaleur industrielles).

- **Économie circulaire** : promouvoir le recyclage et la valorisation des déchets industriels pour réduire les besoins en matières premières et en énergie (exemple : filières de recyclage des métaux, du plastique et du verre).

- **L'innovation** : l'innovation joue un rôle clé, notamment pour les activités difficiles à décarboner actuellement. Or, elle est peu prise en compte dans les feuilles de route des industriels, il est nécessaire de l'intégrer davantage, à la fois pour contribuer à la décarbonation mais aussi pour favoriser le développement de cleantechs sur notre territoire.

Néanmoins, plusieurs obstacles subsistent :

- **Coûts de la transition** : la décarbonation de l'industrie nécessite des investissements importants qui peuvent freiner certaines entreprises dans un contexte de raréfaction de l'argent public et de perte de compétitivité de l'économie européenne face à ses rivaux stratégiques.

- **Compétitivité (green premium)** : le green premium appliqué aux consommateurs finaux (par exemple pour l'acier) peut limiter l'acceptabilité de la transition et le déploiement de biens industriels bas carbone.

- **Disponibilité des technologies** : certaines technologies de décarbonation ne sont pas encore matures ou disponibles à grande échelle, comme par exemple l'hydrogène.

Pour y faire face, des mesures précises doivent être mises en place au cours des prochains mois. Les contrats de transition écologique signés avec 50 grands sites émetteurs et les six feuilles de routes définies avec les filières clés couvrent 85 % des émissions industrielles. Il convient de les développer aux 600 sites soumis au système européen d'échange de quotas d'émissions et d'y intégrer de l'innovation, afin d'encourager le développement de nos cleantechs. Plusieurs actions peuvent être entreprises :

- **Simplifier les procédures** : faciliter l'accès aux contrats de transition écologique (CTE) en simplifiant les démarches administratives.

- **Accompagnement personnalisé** : proposer un accompagnement technique et financier aux entreprises souhaitant s'engager dans un CTE.

- **Valoriser les réussites** : mettre en avant les entreprises ayant mis en place un CTE avec succès pour encourager d'autres à les suivre (exemple : plateforme de partage des bonnes pratiques mise en place par le CSF NSE).

- **Accompagner et intégrer de l'innovation** : favoriser la mise en place d'un CTE à travers une analyse approfondie des enjeux et des solutions de décarbonation, y compris innovantes (e.g. hydrogène).

Il convient également de garantir une **électricité bas-carbone compétitive pour nos industriels à travers la généralisation des contrats long terme**, que ce soit en :

- Augmentant le volume d'électricité nucléaire vendu à prix coûtant aux industriels via les contrats d'accès aux prix nucléaires (CAPN) ;
- Et/ou en favorisant la signature de contrats d'achat d'électricité renouvelable à long terme (PPA) entre les producteurs et les industriels, comme encouragé par la dernière réforme européenne des marchés de l'électricité.

Enfin, **la réindustrialisation constitue un impératif pour notre souveraineté et réduire la part de nos émissions importées**. La décarbonation de l'industrie ne peut se limiter aux frontières nationales et nécessite d'avoir à l'esprit à la fois le niveau des émissions importées par la France ainsi que la réglementation récemment déployée à l'échelle européenne pour décarboner l'économie et mieux protéger le vieux continent du dumping environnemental.

Le Haut Conseil pour le Climat rappelle que « *la contribution de la France au réchauffement climatique ne se limite pas aux émissions de gaz à effet de serre produites sur son territoire mais inclut aussi celles produites par ses échanges internationaux : transports, émissions exportées et émissions importées* ».

Les émissions importées de la France ont bondi de 78 % (de 3,6 à 6,4 tonnes CO2 équivalent par habitant) depuis 1995.

Il est donc indispensable de poser le principe selon lequel la décarbonation de l'industrie en France doit se conjuguer au travers d'un double objectif :

- Faire diminuer la part de nos émissions importées en relocalisant des activités sur le territoire national.

- Décarboner les outils industriels déjà présents sur le sol national.

La généralisation du score environnemental constitue un outil à mobiliser à l'échelle nationale pour favoriser notre industrie tout en respectant les règles européennes.

Le score environnemental est un outil d'évaluation de la performance environnementale élaboré par l'administration française et constitue l'un des critères d'éligibilité au bonus écologique, à la prime à la conversion et au dispositif de leasing, pour les voitures particulières neuves électriques. Il prend en compte l'impact environnemental de toutes les étapes du cycle de vie du véhicule préalables à sa mise en vente, notamment de la production de la batterie.

L'empreinte carbone d'une voiture électrique européenne est généralement moins élevée que celle de son équivalent asiatique. En étant indirectement favorable aux modèles produits en Europe, le score environnemental devient un outil de politique industrielle.

Au-delà de son bénéfice environnemental, l'introduction du score environnemental en janvier 2024 a donc permis de favoriser la vente de véhicules électriques assemblés en France et en Europe en participant à l'essor d'une filière européenne des véhicules électriques.

Cet outil d'évaluation pourrait être décliné sur l'ensemble des productions réalisées sur notre territoire dans une double logique de protection de notre industrie et de diminution de notre impact sur l'environnement.

b. Le retard dramatique de la transition énergétique des bâtiments résidentiels et tertiaires

- ***Le secteur du bâtiment, principal consommateur d'énergie et émetteur de gaz à effet de serre :***

Selon le Secrétariat général à la planification écologique (SGPE), les émissions du secteur résidentiel ont diminué de près de 6 % en 2023, ce qui est notamment dû aux changements de systèmes de chauffage. Le Haut Conseil pour le Climat précise dans son dernier rapport de juin 2024 que les baisses des émissions du secteur sont principalement le fruit du segment qui concerne le chauffage des bâtiments, la production d'eau chaude sanitaire et la cuisson des aliments.

En outre, les objectifs fixés d'ici à 2030 restent loin en matière de rénovation énergétique, alors que le secteur du bâtiment représente la deuxième source d'émission de GES en France (environ 23 %).

Enfin, la précarité énergétique s'est accentuée en France en 2023. 12 % des ménages modestes ont dépensé plus de 8 % de leurs revenus pour payer des factures énergétiques, et 79 % des Françaises et des Français ont restreint le chauffage pour limiter leur facture énergétique, soit 10 points de plus qu'en 2022. Le Haut Conseil alerte sur le fait que les politiques actuelles « *qui soutiennent majoritairement un changement du mode de chauffage plutôt que des rénovations performantes incluant de l'isolation, ne permettent pas de lutter efficacement contre la précarité énergétique.* »

Ce retard s'explique notamment par :

- **Les petits gestes** : beaucoup de rénovations se sont résumées à des travaux partiels (changements de portes, fenêtres, ...). Or, comme l'a montré une étude de l'ADEME sur la rénovation performante, cette approche ne permet pas de réduire significativement les consommations et peut donner lieu à un logement non optimisé (mauvaise circulation de l'air, etc.).

- **Le montant du reste à charge du coût des travaux** : malgré les évolutions récentes des dispositifs MaPrimeRenov' notamment, celui-ci reste un frein important pour de nombreux ménages.

- **Le manque d'information** : de nombreux ménages ne sont pas suffisamment informés sur les solutions de rénovation énergétique et les aides disponibles.

- **Le manque de compétence** : le secteur manque cruellement de main d'œuvre. France Stratégie estime dans une étude publiée en septembre 2023 qu'il faudra créer 170 à 250 000 emplois supplémentaires d'ici 2030 dans la rénovation énergétique des bâtiments. Il sera donc essentiel de donner de la visibilité de long terme à la filière pour permettre sa structuration et sa montée en puissance.

- **La propriété partagée** : la rénovation énergétique des copropriétés est complexe et nécessite des aménagements sur les modalités d'approbation des travaux et leur financement.

- **L'inefficacité, l'instabilité et la complexité des dispositifs d'aides malgré un recentrage récent** :
  - En 2023, environ 623 000 logements ont fait l'objet d'une rénovation aidée par MaPrimeRénov', dont environ 72 000 rénovations d'ampleur. Ce dernier chiffre reste en deçà de l'objectif fixé à 90 000.

Une importante refonte des aides a néanmoins été mise en œuvre en 2024, afin de revaloriser les montants d'aide et de favoriser les rénovations d'ampleur.

- **Les CEE, principal instrument de rénovation énergétique, sont relativement inefficaces.**

- ***La prime pour le climat, pour une prime qui renov' vraiment :***

Malgré les itérations successives du dispositif MaPrimeRenov', le nombre total de rénovations et surtout le nombre total de rénovations d'ampleur demeure très insuffisant. Il était de 139 010 et de 20 463 respectivement au premier semestre 2024 d'après l'Anah alors que pas moins de 700 000 rénovations devraient être financées par an d'ici 2027 pour tenir la trajectoire de la neutralité carbone en 2050. Pire, pour les rénovations par geste, l'isolation, qui apporte le gain moyen le plus élevé (30 %), ne représente que 15 % des travaux contre 78 % pour les modes de chauffage.

Outre le manque de visibilité et l'instabilité réglementaire pour une montée en puissance de la filière de la rénovation énergétique, le principal frein à la massification est le reste à charge supporté par les ménages. Au premier semestre 2024, les ménages modestes et très modestes réalisant une rénovation d'ampleur ont bénéficié d'une subvention moyenne atteignant 80% du montant des travaux, ce qui est conséquent, mais le reste à charge moyen, de 12 000 € (il est de 37 000 € pour les ménages intermédiaires et aisés) peut demeurer un frein. D'autant que les retards de paiement de l'Anah depuis 2022 sont désormais ancrés dans les esprits et peuvent inquiéter les ménages en manque de trésorerie.

Ainsi nous proposons d'instaurer un dispositif de zéro reste à charge pour les ménages, sous condition de gain énergétique, sous la forme d'une avance remboursable couvrant la différence entre le coût des équipements ou travaux éligibles et le montant de la prime accordée.

Cette avance remboursable serait également versée par l'Anah qui demeure le seul interlocuteur des bénéficiaires et financée par la Caisse des dépôts qui assure le portage financier du dispositif dans le temps. Le remboursement de l'avance pouvant être réalisé soit progressivement, sous la forme d'un prêt à taux zéro, soit au moment de la mutation du bien, par l'inscription d'un privilège qui sera mis en œuvre au moment de la mutation du bien par cession ou succession.

Un tel dispositif permettrait d'amplifier significativement la rénovation énergétique du parc résidentiel avec une contribution financière limitée de l'État (financement de l'amorçage du dispositif et garantie apportée à la Caisse des dépôts) et sans impact sur sa dette.

Ce dispositif a été proposé dans le cadre de la journée réservée du groupe Socialistes et apparentés du 12 décembre 2024 à l'Assemblée nationale.

- ***Pour un développement résolu des réseaux de chaleur et la récupération de la chaleur fatale :***

Le développement des réseaux de chaleur et la récupération de la chaleur fatale sont des leviers stratégiques dans la transition énergétique, permettant de réduire la consommation d'énergie fossile tout en maximisant l'utilisation de la chaleur produite localement.

En 2023, la France comptait environ 1 000 réseaux de chaleur s'étendant

sur 7 515 kilomètres, desservant environ 2 millions de foyers. Ces réseaux sont principalement alimentés par des sources renouvelables, telles que la biomasse, la géothermie, ou la récupération de chaleur fatale, ce qui permet de réduire la dépendance aux énergies fossiles. D'ici 2030, la France prévoit un développement de 25 % de ces réseaux supplémentaires, pour desservir jusqu'à 5 millions de foyers.

La géothermie profonde représente une solution particulièrement prometteuse pour l'alimentation des réseaux de chaleur, et ce, grâce à son caractère stable et prévisible. Contrairement à d'autres sources d'énergie renouvelable comme l'éolien ou le solaire, la géothermie ne dépend pas des conditions météorologiques et offre une production d'énergie quasiment continue. Elle permet d'exploiter la chaleur présente naturellement dans le sous-sol terrestre, à des profondeurs de plus de 200 mètres, là où les températures peuvent atteindre jusqu'à 200 °C, selon la géologie locale. Ce potentiel est particulièrement adapté pour les réseaux de chaleur urbains, car il permet de chauffer des quartiers entiers de manière durable et bas carbone.

En 2023, la France comptait une vingtaine de projets de géothermie profonde, avec une capacité de production de chaleur de près de 120 MW. Selon les estimations de l'ADEME et du Ministère de la Transition Écologique, le potentiel de la géothermie profonde en France pourrait atteindre environ 10 000 MW d'ici 2050, ce qui permettrait de couvrir une part significative des besoins de chauffage de plusieurs millions de foyers. Les régions favorables à la géothermie, telles que la région parisienne, la région Auvergne-Rhône-Alpes et le bassin parisien, sont particulièrement bien placées pour exploiter ce potentiel, avec des sites comme l'Île-de-France déjà en développement pour des projets de géothermie profonde à haute température.

Le rapport d'information de Gérard Leseul et Vincent Thiébault sur la géothermie profonde souligne l'importance d'un cadre réglementaire clair et d'une simplification des démarches administratives pour stimuler l'investissement dans ce secteur. Les députés ont également recommandé un renforcement des incitations financières pour encourager les projets privés, et une accélération de la recherche et du développement sur les technologies liées à l'exploitation de cette ressource. À titre d'exemple, la géothermie profonde peut fournir des températures de 70 à 90°C pour les réseaux de chaleur, suffisantes pour alimenter des quartiers entiers en chauffage et eau chaude sanitaire, sans émission directe de CO2.

De son côté, la récupération de la chaleur fatale, c'est-à-dire la chaleur excédentaire issue de processus industriels, souvent rejetée sans utilisation, représente une opportunité considérable. En France, on estime que 10 à 15 % de l'énergie primaire utilisée dans l'industrie est gaspillée sous forme de chaleur fatale, soit environ 70 TWh par an. D'après l'ADEME, la récupération de cette chaleur pourrait permettre de couvrir près de 10 % des besoins en chauffage urbain, notamment dans les zones industrielles. Des technologies comme les pompes à chaleur et les échangeurs thermiques sont particulièrement adaptées pour capter cette chaleur excédentaire et la réinjecter dans les réseaux de chaleur, augmentant ainsi l'efficacité énergétique globale. Les réseaux de chaleur à haute température, qui transportent de la chaleur sous forme de vapeur, permettent également d'exploiter cette chaleur excédentaire, tout en minimisant les pertes lors du transport.

Le schéma de financement pour ces projets repose en grande partie sur des subventions

publiques, avec des dispositifs comme le fonds chaleur, qui a permis en 2023 de financer plus de 300 projets de chaleur renouvelable, représentant environ 200 MW supplémentaires de capacité thermique. De plus, les certificats d'économies d'énergie (CEE) et les aides à la reconversion des industries pour l'intégration de solutions de récupération de chaleur fatale jouent un rôle clé dans la réduction du coût des investissements. Pour faire face à ces enjeux, l'État prévoit également une simplification des démarches administratives et des incitations fiscales renforcées pour encourager les investissements privés dans ces secteurs. En somme, la combinaison de réseaux de chaleur alimentés par des sources renouvelables, de chaleur fatale et de géothermie profonde représente une solution clé pour accélérer la transition énergétique en France, en réduisant les émissions de CO2, tout en améliorant l'efficacité énergétique et en créant de nouvelles opportunités économiques, notamment dans les zones industrielles et urbaines.

- ***La nécessité d'un accompagnement financier et fiscal des entreprises et d'une simplification du développement de l'autoconsommation :***

Le développement des réseaux de chaleur et de la valorisation de la chaleur fatale nécessite la mise en œuvre d'un cadre financier et fiscal incitatif pour les entreprises comme pour les collectivités territoriales afin qu'elles puissent s'engager dans cette direction et que les raccordements d'immeubles soient anticipés dès la définition des projets d'aménagement. C'est d'autant plus nécessaire que, par construction, plus il existe de clients raccordés à ces réseaux mieux les investissements seront amortis, permettant d'offrir un prix compétitif et attractif aux différents usagers.

Cela nécessitera la mobilisation de subventions publiques pour les collectivités territoriales impliquées mais aussi de crédits d'impôt pour les entreprises et les particuliers qui s'engageront durablement dans le raccordement à ces réseaux. Cela peut également passer par la réduction des coûts de structure des installations en exonérant ou en dégrevant celles-ci de la fiscalité locale.

Enfin s'agissant de l'autoconsommation, l'État doit revenir à un tarif de rachat obligatoire incitatif pour l'ensemble des bénéficiaires et alléger les contraintes normatives en matière d'urbanisme et de puissance installée.

c. Une décarbonation contrariée des mobilités

Le secteur de la mobilité reste le principal secteur d'émission (34 %) de GES en France en 2024 et n'a toujours pas réellement amorcé sa décarbonation, tant au niveau européen que national. La Stratégie Nationale Bas-Carbone (SNBC) prévoit une décarbonation totale des transports d'ici 2050, ce qui nécessite des efforts continus pour réduire les émissions dans ce secteur. Il apparaît donc indispensable d'agir sur le secteur des transports qui constitue une triple opportunité de décarbonation de notre économie, de croissance et d'emplois.

- ***Engager l'État sur un plan de 50 milliards d'euros sur 15 ans pour financer enfin le plan de relance du ferroviaire à l'horizon 2040 :***

Aujourd'hui, 90 % des Françaises et des Français habitent à moins de 10 kilomètres d'une gare. Un tiers d'entre elles ne sont plus desservies et un autre tiers est très mal desservi. Le développement du ferroviaire constitue à cet égard un formidable outil de relance industriel, de résorption des fractures territoriales et sociales de notre pays et le moyen le plus efficace de réduire nos émissions de gaz à effet de serre en matière de transport.

Le report de 10 % de la part modale de fret et voyageurs de la route au rail remplirait 22 % à 33 % de l'objectif de décarbonation des transports de la France. C'est la raison pour laquelle le plan de 100 milliards d'euros pour la relance du ferroviaire à horizon 2040 ne doit plus être une lointaine promesse mais une réalité budgétaire vérifiable chaque année.

Sur les 100 milliards d'investissement à consentir d'ici à 2040, la moitié incombe à l'État et l'autre moitié à SNCF Réseau. En répartissant l'effort sur une durée de 15 ans, cela signifie que l'État doit consentir à un effort supplémentaire de 3,3 milliards d'euros chaque année partagé avec les Régions dans le cadre des contrats de plan État-Région, ce qui permettrait d'assurer tout à la fois la relance du fret ferroviaire, la régénération du réseau structurant et des lignes de desserte fine du territoire, la restructuration des nœuds ferroviaires et le développement du train de nuit.

- ***À compter de 2030, financer les investissements ferroviaires en captant la rente des concessions autoroutières échues :***

Après une phase de financement initial de la mesure n°6 qui pourrait être assurée par la caisse d'amortissement de la transition écologique, nous proposons, pour donner de la visibilité au secteur ferroviaire et assurer des financements pérennes, de saisir l'occasion de la fin des concessions autoroutières, prévue à horizon 2030, pour garantir une source de financement sur le temps long.

Le principe serait simple : un financement des infrastructures ferroviaires assuré en partie par l'utilisation du réseau autoroutier qui génère aujourd'hui des bénéfices fructueux aux sociétés d'autoroutes, bien au-delà de la couverture des financements nécessaires à l'entretien des infrastructures. Pour un chiffre d'affaires cumulé à 39,3 milliards d'euros, le total des bénéfices engrangés sur l'année dépasse les 4 milliards d'euros.

La création par l'État d'une société anonyme à capitaux publics permettrait d'assurer la gestion des autoroutes et offrirait la possibilité d'affecter ces nouvelles ressources à l'Agence de financement des infrastructures de transports de France.

- ***Assurer le financement des services express régionaux métropolitains :***

Pour développer en parallèle les transports publics de qualité, cadencés, efficaces et utiles pour désenclaver les territoires et en particulier les zones périurbaines et rurales, le développement des Services express régionaux métropolitains doit être concrétisé par une trajectoire et des sources de financement lisibles et durables.

Les régions se trouvent au centre de ces projets, compétentes pour les mobilités interurbaines et pour l'organisation des TER. La coopération locale sera cruciale pour le bon fonctionnement de ces projets, centrés sur le report modal, l'intermodalité et le développement du ferroviaire.

Nous proposons la mise en œuvre des mêmes modalités de financement que celles prévues pour le Grand Paris Express.

À ce stade, l'État a labellisé 15 projets le 27 juin, portés par les collectivités locales des territoires de Bordeaux, Chambéry, Clermont-Ferrand, Grenoble, Lille, Lyon, Montpellier, Mulhouse, Nantes, Rouen, Saint-Étienne, Strasbourg, Toulouse, Tours et de l'ensemble Lorraine-Luxembourg. Avant d'en valider neuf de plus, le 4 juillet, avec Avignon, Marseille, Nice, Orléans et Toulon auxquels s'ajoutent les ensembles basco-landais, Bretagne, Côte d'Opale et Franco-Suisse.

Il a été évalué que par la Chambre de commerce et d'industrie d'Île-de-France que le Grand Paris aura un effet d'accélérateur progressif sur la croissance régionale de 1,5 à 2 % par an entre 2015 et 2020, puis de 2 à 2,5 % par an jusqu'en 2030 pour dépasser la barre des 3 % par la suite.

La réplique avec le développement des SERM à l'échelle régionale permettra ainsi de soutenir avec force le secteur de la construction, dans une logique d'aménagement du territoire indispensable pour répondre aux fractures territoriales et sociales de notre pays en permettant un accès facilité aux services publics et aux zones d'activités économiques pour l'ensemble des Français.

- ***Massifier le soutien à la conversion vers des véhicules propres :***

L'industrie européenne et en particulier française est à un tournant. Une initiative de soutien économique dans la durée de notre filière automobile apparaît indispensable et vitale pour la survie d'un secteur économique qui représente environ 400 000 salariés, plus de 10 % des exportations de biens et plus de 20 milliards d'euros de valeur ajoutée.

La part de marché des voitures électriques chinoises s'est envolée dans l'UE, passant de moins de 2 % en 2020 à plus de 14 % au deuxième trimestre de cette année, selon des chiffres de l'exécutif européen.

La réponse de l'Union européenne, qui a décidé d'ajouter aux 10 % de taxe déjà en place une surtaxe allant jusqu'à 35 % sur les véhicules à batterie de fabrication chinoise est une première réponse attendue de longue date qui doit s'accompagner à l'échelle nationale d'une politique de soutien industriel à destination de constructeurs pour leur permettre de faire diminuer le prix de vente de leurs véhicules électriques en leur garantissant dans la durée des débouchés commerciaux.

À cet égard, les choix budgétaires du Gouvernement qui a décidé de diminuer de 800 millions d'euros l'enveloppe dédiée aux aides à l'acquisition de véhicules propres est irresponsable et risque de fragiliser largement la vente de véhicules neufs dès 2025 et pour les prochaines années.

À rebours de ce choix austéritaire nous proposons de mobiliser 1,65 milliard d'euros pour :

- Maintenir le bonus écologique pour l'achat d'une voiture électrique à 5 000 euros ;

- Créer une super prime à la conversion de 2000 euros permettant de porter le montant de celle-ci de 6 000 euros à 8 000 euros pour les 50 % de ménages les plus modestes (200 millions d'euros) ;

- Mettre en place un prêt à taux zéro (PTZ) « mobilité durable » pour financer le reste à charge (150 millions d'euros) ;

- Massifier l'offre leasing social de 100 euros par mois pour l'acquisition d'une voiture électrique neuve en l'ouvrant à 100 000 dossiers supplémentaires par an sur la base d'une aide estimée à 13 000 € par véhicule.

- ***La décarbonation des ports : un levier stratégique pour l'emploi, la souveraineté énergétique et le rayonnement industriel :***

La France dispose d'un maillage portuaire dense et stratégique avec 66 ports de commerce qui traitent chaque année près de 350 millions de tonnes de marchandises et accueillent 30 millions de passagers. Ce secteur représente environ 300 000 emplois directs et indirects. À l'échelle nationale, les flux s'élèvent à 230 millions de tonnes à l'import et 120 millions de tonnes à l'export. Dans ce contexte, la décarbonation des activités portuaires constitue une opportunité majeure pour consolider notre base industrielle et énergétique, tout en répondant aux impératifs environnementaux.

La filière estime que cette transition permettrait non seulement de pérenniser les emplois existants, en particulier ceux liés à la construction navale et à l'exploitation des navires, mais également de créer de nouveaux débouchés industriels, logistiques et énergétiques. L'expansion attendue pourrait se traduire par la création de 10 000 emplois supplémentaires au cours des quatre prochaines années. Il s'agit d'une occasion unique de positionner la France comme un leader européen et mondial de la transition maritime, en valorisant des atouts structurels comme l'étendue exceptionnelle de notre zone économique exclusive, l'excellence de nos compétences techniques, l'engagement politique en faveur de la décarbonation, ainsi que la présence d'acteurs industriels de premier plan dans les secteurs de la construction navale et de la plaisance, à l'image des Chantiers de l'Atlantique, de Beneteau ou de Naval Group.

Pour atteindre cet objectif, plusieurs leviers doivent être mobilisés simultanément. Il convient d'abord d'adapter les infrastructures portuaires aux nouvelles technologies embarquées. Les carburants alternatifs au diesel, tels que le gaz naturel liquéfié, l'ammoniac ou l'hydrogène liquide, exigent des capacités de stockage largement supérieures, allant de deux à quatre fois l'espace requis par les carburants conventionnels. Cela impose une reconfiguration profonde des aménagements portuaires, afin de garantir une logistique efficace, sécurisée et compatible avec ces nouveaux vecteurs énergétiques.

La transition énergétique des ports doit également permettre de relocaliser une part significative de la production d'énergie sur le territoire national. En développant une offre d'avitaillement compétitive en énergies bas carbone et renouvelables, les ports français pourront renforcer leur attractivité, sécuriser leurs approvisionnements et affirmer leur rôle stratégique dans la transition énergétique.

L'électrification des quais constitue un autre pilier essentiel. Elle permet de réduire significativement les émissions de gaz à effet de serre et de polluants atmosphériques, notamment les particules fines, générées par les navires en escale. Cette alimentation électrique devra s'appuyer autant que possible sur des sources renouvelables produites localement.

La réduction des fuites de méthane sur l'ensemble de la chaîne logistique doit par ailleurs faire l'objet de recherches et d'investissements spécifiques, afin de maximiser les gains environnementaux des technologies de substitution. Enfin, les surfaces disponibles dans les enceintes portuaires doivent être mises à profit pour produire de l'énergie, notamment par l'installation de centrales solaires, en veillant à leur compatibilité avec les besoins en stockage et en soutage des nouvelles énergies.

La réussite de cette stratégie implique une gouvernance partagée et rigoureuse, associant l'État, les autorités portuaires, les opérateurs industriels, les logisticiens et les acteurs de l'énergie. L'État a ici un rôle central à jouer pour définir un cadre national stable, incitatif et porteur d'investissements, en cohérence avec les objectifs de planification écologique et les engagements climatiques de la France.

d. L'absence de politiques publiques ambitieuses en matière d'impact sur les émissions des activités agricoles et forestières

Le secteur agricole et forestier français, bien que contribuant à l'absorption de CO2 grâce aux puits de carbone, représente un défi majeur pour la transition écologique. Il est responsable d'environ 19 % des émissions de gaz à effet de serre du pays, un chiffre qui monte à 27 % si l'on considère les émissions indirectes liées à la production d'intrants et à la déforestation importée (source : SGPE). Plus préoccupant encore, entre 1990 et 2022 elles n'ont diminué que de 13 %, contre 25 % pour l'ensemble de l'économie. Alors que la SNBC vise une diminution de 50 % entre 1990 et 2050, l'INSEE estime que « *les émissions de l'agriculture devront baisser quatre fois plus vite entre 2022 et 2050 pour atteindre les objectifs de la SNBC* ».

- ***Réformer la PAC à long terme et le plan stratégique national à court terme pour en faire le levier d'une transition agroécologique d'envergure :***

La Politique agricole commune (PAC), dans son fonctionnement même, contribue au maintien, voire à l'augmentation de l'utilisation des pesticides : les paiements directs à l'hectare, en stimulant l'agrandissement des exploitations, avec peu de rotation des cultures ou de diversification des assolements poussent à développer les modèles agricoles qui sont justement les plus dépendants aux produits phytosanitaires.

Nous plaidons pour que le nombre de travailleurs présents dans les fermes soit un des critères de distribution des subventions de la PAC. Nous défendons également l'application du plafond à 100 000 euros de subventions par ferme, comme l'applique l'Espagne. L'argent ainsi prélevé pourra être mobilisé pour répondre à la crise que subissent l'élevage et l'agriculture biologique et pour financer la transition agroécologique.

À plus court terme, il est possible d'ici un an de réorienter notre plan stratégique national (PSN) pour en faire un levier de la transition agroécologique. Un transfert de 500 millions d'euros permettrait de soutenir les mesures agroenvironnementales et climatiques (Maec), d'apporter les 160 millions qui manquent à l'agriculture biologique, de réformer le cahier des charges de la certification HVE (haute valeur environnementale) pour qu'il réponde à l'exigence d'une diminution de 50 % de l'usage de produits phytopharmaceutiques et d'expérimenter un système assurantiel destiné à couvrir les risques des changements de pratiques pour les agriculteurs.

- ***La réduction des effluents d'élevage et leur valorisation :***

En France, les effluents d'élevage, principalement sous forme de lisier et de fumier, représentent environ 80 millions de tonnes de matières organiques par an. Leur gestion inefficace peut entraîner des émissions de gaz à effet de serre, notamment du méthane et du protoxyde d'azote, ainsi qu'une pollution des eaux par les nitrates et les phosphates. L'optimisation des pratiques agricoles permet déjà de réduire la production de ces effluents de 15 à 30 %, grâce à des ajustements de la nutrition animale et de l'alimentation, limitant ainsi l'impact de l'élevage sur l'environnement. En ce sens, la méthanisation, qui permet de transformer ces effluents en biogaz, est une solution particulièrement prometteuse.

En 2023, près de 6 000 unités de méthanisation étaient en fonctionnement en France, produisant environ 1,2 TWh de biogaz par an, permettant ainsi de réduire les émissions de méthane tout en générant de l'énergie renouvelable. Ces installations peuvent également produire de l'électricité, de la chaleur ou être injectées dans le réseau, contribuant ainsi à la transition énergétique. Par ailleurs, la valorisation des effluents sous forme de compost ou de fertilisants organiques permet de réduire l'usage d'engrais chimiques et d'améliorer la qualité des sols. Selon l'ADEME, l'utilisation de compost issu de ces effluents peut améliorer la structure des sols et leur capacité à retenir l'eau, ce qui est particulièrement crucial face aux enjeux climatiques actuels.

- ***L'enjeu de la préservation et de la restauration des puits de carbone forestiers et des prairies :***

La détérioration du puits de carbone français, en particulier des forêts, est un enjeu majeur pour la stratégie climatique du pays. Selon le rapport 2022 du Haut Conseil pour le Climat, les forêts françaises ont absorbé environ 30 millions de tonnes de CO_2 équivalent en 2020, ce qui représente 7,5 % des émissions nationales. Cependant, cette capacité d'absorption a diminué de 48 % entre 2010 et 2020, une tendance inquiétante exacerbée par plusieurs facteurs :

- **Dégradation des écosystèmes forestiers** : les forêts françaises subissent de plus en plus d'événements climatiques extrêmes tels que des sécheresses prolongées et des tempêtes violentes. Ces phénomènes réduisent la résilience des forêts et affectent leur capacité à capter et stocker le carbone.

- **Prolifération des maladies et des insectes ravageurs** : les attaques de scolytes et d'autres insectes nuisibles, favorisées par le réchauffement climatique, ont augmenté la mortalité des arbres, particulièrement des résineux, réduisant ainsi la biomasse forestière disponible pour le stockage du carbone.

- **Exploitation forestière non durable** : la gestion forestière, dans certains cas, ne respecte pas toujours les principes de durabilité. Des pratiques telles que la coupe à blanc ou des prélèvements trop importants affaiblissent la capacité des forêts à régénérer et à continuer de capter du carbone efficacement.

- **Perte de biodiversité** : la dégradation de la biodiversité dans les forêts compromet également leur efficacité en tant que puits de carbone. La perte de certaines espèces végétales et animales, cruciales pour l'équilibre des écosystèmes forestiers, peut affecter la capacité des forêts à fonctionner correctement.

Les prairies jouent également un rôle essentiel dans la séquestration du carbone, en particulier dans le cadre des stratégies d'atténuation du changement climatique. Leur capacité à stocker du carbone dépend de nombreux facteurs tels que le type de prairie (permanente, temporaire, pâturée), le climat, la nature du sol et les pratiques agricoles mises en œuvre.

En moyenne, une prairie permanente peut séquestrer entre 0,3 et 1 tonne de carbone par hectare et par an, soit environ 1,1 à 3,7 tonnes de CO_2, tandis que les prairies temporaires présentent un potentiel plus modeste, compris entre 0,1 et 0,5 tonne de carbone (0,37 à 1,8 tCO_2/ha/an).

Ces ordres de grandeur sont issus des travaux de l'INRAE (Pellerin et al., 2013 ; 2019), corroborés par les estimations du GIEC et de la FAO. Le programme international « 4 pour 1000 », lancé lors de la COP21, promeut d'ailleurs l'augmentation annuelle de 0,4 % du stock de carbone des sols comme levier global de compensation des émissions de gaz à effet de serre.

Plusieurs leviers permettent d'optimiser ce stockage, notamment une gestion adaptée du pâturage (pâturage tournant, réduction de la charge animale), la limitation du travail du sol, ou encore l'introduction de légumineuses qui favorisent la fertilité naturelle et la productivité végétale. Les sols argileux, en particulier, se révèlent plus efficaces que les sols sableux pour fixer durablement le carbone organique. En France, les prairies couvrent environ 12 millions d'hectares. En appliquant les taux moyens de séquestration cités plus haut, le potentiel de stockage brut est estimé entre 13 et 35 millions de tonnes de CO_2 par an, selon les pratiques de gestion mises en œuvre (INRAE, ADEME). Ce chiffre représente un gisement non négligeable dans la balance carbone du secteur agricole français, dont les émissions annuelles s'élèvent à environ 80 $MtCO_2e$.

Il apparaît donc indispensable de renforcer les politiques de gestion durable des forêts et de restauration des écosystèmes. Cela passe par la protection des forêts existantes, la promotion de la reforestation, et l'adoption de pratiques agricoles régénératives pour préserver les prairies et maximiser leur capacité de séquestration du carbone.

3. Le coût économique de l'exposition de la France aux importations d'énergies fossiles et son impact sur la compétitivité de nos entreprises

a. Garantir la sortie définitive du charbon

La décarbonation de notre mix énergétique suppose en premier lieu la sortie définitive du charbon. Si la part de cette énergie fossile a d'ores et déjà été réduite à une portion congrue — moins de 1 % de la production électrique nationale, concentrée sur les deux derniers sites en activité sur le territoire métropolitain continental (Saint-Avold et Cordemais) —, cette sortie reste, depuis plusieurs années, un serpent de mer du débat énergétique.

Elle constituait pourtant un engagement clair du premier quinquennat d'Emmanuel Macron, avec une promesse de fermeture des dernières centrales à charbon avant l'élection présidentielle de 2022. Ce cap a depuis été reporté, avec désormais une échéance fixée à 2027. Par ailleurs, alors que le chef de l'État s'était également engagé à convertir les dernières centrales à la biomasse, EDF a annoncé l'abandon du programme de reconversion de la centrale de Cordemais, remettant en question la cohérence de la trajectoire de sortie du charbon.

Si nous partageons pleinement l'objectif d'une sortie rapide et définitive du charbon, nous soulignons que celle-ci ne saurait compromettre la sécurité d'approvisionnement électrique de notre pays. Nous rappelons également que les conditions de vie et d'emploi de plusieurs milliers de salariés sont directement concernées par ces décisions.

C'est pourquoi nous appelons le gouvernement à cesser les annonces politiques déconnectées des réalités industrielles et techniques. Il est impératif de s'appuyer sur l'expertise du gestionnaire de réseau, des exploitants des sites concernés et de leurs salariés.

Dans son bilan prévisionnel 2023, RTE indique que « *la mise à l'arrêt des deux dernières centrales à charbon françaises est possible et compatible avec le respect du critère de sécurité d'approvisionnement à court terme (horizon 2027) si la consommation d'électricité n'augmente que modérément* ». Ce scénario exige la mobilisation de tous les leviers disponibles pour garantir cette sortie dans les délais, dans une planification rigoureuse et coordonnée.

Nous appelons donc à :

- Prendre toutes les mesures techniques et industrielles nécessaires pour respecter l'horizon 2027 ;

- Assurer une concertation étroite avec RTE, les opérateurs et les collectivités locales ;

- Garantir un accompagnement social à la hauteur des enjeux pour les salariés concernés, conformément aux objectifs de la loi 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 ;

- Éviter tout retour en arrière ou prolongation injustifiée, qui affaiblirait la crédibilité de notre trajectoire climatique.

b. Évolution de la facture énergétique de la France sur la période 2019-2023 et structure du prix de l'électricité

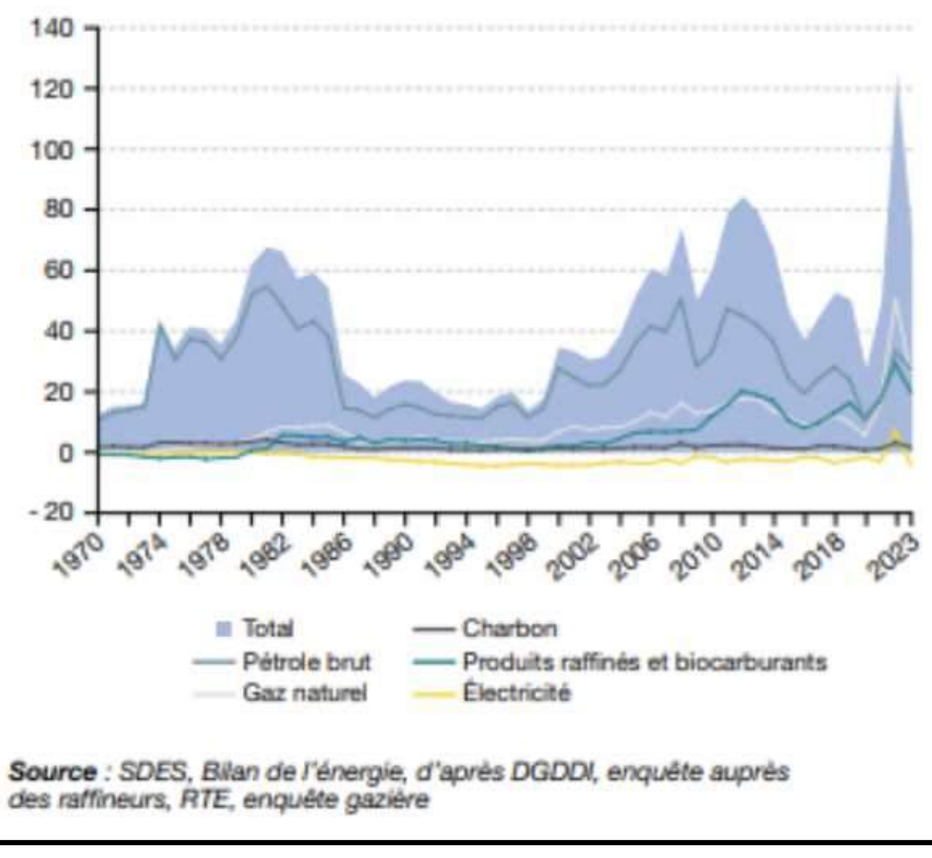
- ***Une explosion des prix de l'énergie suite à la crise du Covid-19 et à la guerre en Ukraine dans un contexte de dépendance au gaz naturel :***

Les années 2022 et 2023 ont été marquées par la pire crise énergétique que l'Europe ait connu depuis les chocs pétroliers des années 70. Celle-ci a été causée par la conjonction de plusieurs facteurs et mécanismes, qui ont fortement affecté la stabilité des marchés et la sécurité d'approvisionnement en Europe. La première perturbation est venue de la pandémie, avec à la fois des effets sur l'offre et la demande d'énergie. La deuxième perturbation est venue de l'invasion de l'Ukraine par la Russie, et de ses conséquences sur l'approvisionnement énergétique européen : alors qu'avant la guerre l'Europe dépendait de la Russie pour quasiment la moitié de ses importations de gaz, cette dernière a unilatéralement stoppé ses livraisons de gaz via gazoduc à un certain nombre de pays. Enfin, la troisième grande perturbation est venue de France, avec la crise des corrosions sous contrainte qui a considérablement affecté la disponibilité de notre parc électronucléaire.

Notre large dépendance aux énergies fossiles nous place en situation de dépendance dans le concert des nations et donc en position de vulnérabilité. D'après l'Insee, sur la période 2018-2022, les principaux pays fournissant des produits pétroliers à la France étaient l'Algérie, le Nigéria, la Libye, la Russie et l'Arabie Saoudite. Jusqu'en 2022, la Russie était le premier fournisseur de gaz en Europe. Même si les Etats-Unis sont devenus le premier fournisseur de gaz de la France devant la Norvège et la Russie, nous restons dans une situation de dépendance et donc de faiblesse.

D'un point de vue économique, la facture énergétique de la France a représenté entre 40 et 80 milliards d'euros par an. Un pic de 116 milliards d'euros a été atteint en 2022 dans un contexte de reprise post crise sanitaire tirant les prix du pétrole et du gaz à des niveaux particulièrement hauts. En recul, la facture énergétique représentait encore 71,2 milliards d'euros en 2023. En somme, cette dépendance aux énergies fossiles constitue le premier facteur de notre déficit commercial.

Graphique 2 : facture énergétique de la France
En milliards d'euros 2023



***Source** : SDES, Bilan de l'énergie, d'après DGDDI, enquête auprès des raffineurs, RTE, enquête gazière*

Il y a donc un triple intérêt climatique, stratégique et économique à sortir rapidement des énergies fossiles.

- ***Des modalités de formation des prix de l'électricité sur le marché européen déconnectés du coût de production réel et inadaptées en temps de crise :***

Cette situation de très forte tension sur notre approvisionnement a révélé plusieurs faiblesses dans l'organisation de notre secteur énergétique. La première d'entre elles étant notre addiction aux énergies fossiles importées, et notamment au gaz fossile, et plus particulièrement notre dépendance stratégique à la Russie.

D'autre part, du fait de leur conception trop court-termiste, les marchés de gros de l'électricité européens se sont révélés trop volatiles et incapables d'envoyer les bons signaux d'investissement à long terme. Enfin, la crise a mis en lumière de grosses faiblesses dans l'organisation de notre marché de détail, incapable de suffisamment protéger les petits consommateurs.

Conséquemment, les industries comme les ménages (et par ricochet, les finances publiques), français et européens, ont été frappés par une augmentation très importante des prix de l'énergie (gaz et électricité). Ainsi, l'Agence pour la coopération des régulateurs de l'énergie estime que les prix de détail de l'électricité pour les ménages ont augmenté de 17 % en 2022 et de 7,5 % en 2023 en Europe ; pour le gaz, ils ont augmenté de 41 % en 2022 et de 16 % en 2023. Pour éteindre l'incendie, la France a donc procédé à la mise en place des boucliers tarifaires pour protéger les ménages français de l'augmentation des prix, dont le coût global a été estimé par la CRE à plus de 26 milliards d'euros sur la période 2021-2024.

c. Comparaison internationale du prix de l'énergie pour le secteur industriel et impact sur les stratégies d'investissement

- ***Un décrochage de compétitivité européen face à l'Inflation Reduction Act et la politique énergétique des États-Unis***

Le décrochage économique de l'Europe par rapport aux États-Unis s'est accentué au fil des années, notamment en raison d'un manque d'investissements dans des secteurs cruciaux tels que la recherche et développement, les technologies de l'information et de la communication. Les États-Unis investissent deux fois plus en pourcentage de la valeur ajoutée dans les équipements informatiques et de communication par rapport à la zone euro, ce qui contribue à une productivité horaire du travail supérieure. Les crises économiques récentes, comme celle de 2008 et la pandémie de COVID-19, ont laissé des traces profondes sur le tissu productif européen, tandis que les États-Unis ont su rebondir plus rapidement grâce à des politiques budgétaires et monétaires efficaces. De plus, l'Europe accuse un retard significatif dans l'adoption des nouvelles technologies, essentielles pour la compétitivité, et peine à attirer les talents étrangers dans le domaine de l'innovation. Pour inverser cette tendance, des investissements massifs dans l'innovation et une meilleure coordination des politiques économiques au sein de l'Union européenne sont indispensables.

L'*Inflation Reduction Act* (IRA) américain, adopté en 2022, est une loi ambitieuse visant à réduire l'inflation tout en investissant massivement dans l'énergie propre et la lutte contre le changement climatique. Cette législation prévoit environ 369 milliards de dollars d'investissements dans les énergies renouvelables et les technologies propres, avec pour objectif de réduire les émissions de gaz à effet de serre des États-Unis de 40 % d'ici 2030 par rapport aux niveaux de 2005. L'IRA introduit une série de crédits d'impôt et d'incitations fiscales pour encourager les entreprises et les consommateurs à adopter des pratiques plus durables. Par exemple, les crédits d'impôt pour l'achat de véhicules électriques et l'installation de panneaux solaires rendent ces technologies plus accessibles au grand public. De plus, la loi soutient le développement de chaînes d'approvisionnement nationales pour les technologies propres, comme la production de batteries pour véhicules électriques, réduisant ainsi la dépendance des États-Unis vis-à-vis des importations étrangères. L'IRA inclut également des dispositions pour améliorer l'efficacité énergétique des bâtiments résidentiels et commerciaux, avec des subventions pour la rénovation énergétique et l'adoption de systèmes de chauffage et de refroidissement plus écologiques. En outre, la loi investit dans la recherche et le développement de nouvelles technologies énergétiques, telles que le stockage de l'énergie et la capture du carbone, afin de promouvoir l'innovation dans le secteur de l'énergie propre.

Ces mesures visent non seulement à atténuer les effets du changement climatique, mais aussi à créer des emplois dans les industries vertes et à renforcer la compétitivité économique des États-Unis sur la scène mondiale.

- ***Une dépendance inquiétante à la Chine et à l'Asie sur les matériaux stratégiques indispensables à la production et au stockage d'énergies renouvelables :***

D'après l'agence publique Eurostat, l'Union Européenne a dépensé, en 2022, 22,6 milliards d'euros pour importer des panneaux solaires, dont la quasi-totalité (96 %) en provenance de constructeurs chinois. Soit plus du double par rapport au montant de 2021.

En mai 2024, le Conseil européen a adopté le règlement pour une industrie « zéro net » qui fixe aux pays de l'Union Européenne l'objectif de produire 40 % de leurs propres besoins en technologie stratégique pour la décarbonation (solaire, éolien, batterie, pompe à chaleur, hydrogène, biogaz mais aussi nucléaire).

Face à la concurrence chinoise déloyale et au protectionnisme américain, l'Union européenne, en lien avec les États membres, va devoir mettre en place dans les prochains mois des dispositifs fiscaux et réglementaires à même de préserver et relancer les technologies stratégiques pour la décarbonation.

En matière de production de véhicules électriques, l'écosystème chinois bénéficie par exemple d'une chaîne de production totalement subventionnée, à la fois par le pouvoir central chinois mais aussi les régions et les provinces. De l'extraction du lithium jusqu'aux chaînes d'assemblages : toute la filière profite d'aides financières directes, de taxes moins élevées, d'un accès aux prêts bancaires facilité.

Sous la précédente législature, dans le cadre de l'examen des projets de loi relatifs à l'« accélération de la production d'énergies renouvelables » et à l'« industrie verte », le groupe Socialistes et apparentés a fait adopter plusieurs amendements pour faire évoluer le code de la commande publique vers une meilleure prise en considération des critères sociaux et environnementaux dans les entreprises, lorsqu'elles soumissionnent pour des marchés publics.

Nous avons travaillé en ce sens lors de l'examen de la loi relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables votée en septembre 2023 pour faire en sorte que la commande publique devienne un outil de structuration de les filières industrielles française et européenne.

Conséquemment, les industries comme les ménages (et par ricochet, les finances publiques), français et européens, ont été frappés par une augmentation très importante des prix de l'énergie (gaz et électricité). Ainsi, l'Agence européenne des régulateurs de l'énergie estime que les prix de détail de l'électricité pour les ménages ont augmenté de 17 % en 2022 et de 7,5 % en 2023 en Europe ; pour le gaz, ils ont augmenté de 41 % en 2022 et de 16 % en 2023. Pour éteindre l'incendie, la France a donc procédé à la mise en place des boucliers tarifaires pour protéger les ménages français de l'augmentation des prix, dont le coût global a été estimé par la CRE à plus de 26 milliards d'euros sur la période 2021-2024.

4. Le contexte du nouveau marché européen de l'électricité et le post-ARENH

a. La réforme du marché européen adoptée à Bruxelles

En réponse à la crise énergétique et aux dysfonctionnements qu'elle avait révélés, les États européens et le Parlement européen se sont accordés sur une réforme des règles européennes du marché de l'électricité. Celles-ci devraient notamment permettre de réduire la volatilité sur les marchés, en généralisant davantage les contrats pour différence[1] et les *Power Purchase Agreements*[2] (PPAs). La réforme des marchés de l'électricité comprend également de nouvelles règles pour assurer une meilleure protection des consommateurs vulnérables, e.g., contrats à tarif réglementé et de nouvelles obligations pour les fournisseurs. Elles permettent également désormais aux États-membres de déclarer une « crise des prix de l'électricité », autorisant la mise en place de mesures exceptionnelles visant à contenir les éventuelles augmentations de prix. Toutes ces mesures sont des évolutions positives.

En juin 2024, l'Union européenne a également adopté une réforme des règles du marché du gaz, via le « paquet gazier ». Si celui-ci n'est pas une conséquence directe de la crise énergétique (mais plutôt du Pacte Vert européen), un certain nombre de dispositions ont été ajoutées au texte initial pour pallier certaines faiblesses qui avaient été mises en lumière par la crise. Ainsi, en matière de sécurité d'approvisionnement, le texte final contient par exemple une disposition permettant aux États-membres de limiter les importations de gaz en provenance de Russie. Il fait également entrer dans le droit commun la plateforme d'achats communs de gaz créée pendant la crise (AggregrateEU), ouvrant la possibilité de l'étendre également à d'autres commodités telles que le gaz naturel (e.g., l'hydrogène bas carbone). Par ailleurs, le paquet gazier introduit un certain nombre de dispositions en faveur du consommateur, notamment l'obligation pour les États-membres de mettre en place un fournisseur de dernier ressort. Enfin, et c'est d'ailleurs son principal objectif, il met en place un certain nombre de règles pour favoriser le développement des gaz renouvelables et bas-carbone, ainsi que le développement d'un réseau européen d'hydrogène bas-carbone.

Si nous regrettons la libéralisation des marchés de l'énergie en Europe depuis la fin des années 1990, nous tenons également à rappeler l'attachement des socialistes à l'intégration européenne, y compris dans le secteur énergétique. Le marché européen de l'énergie, malgré tous ses défauts, favorise et optimise les échanges d'énergie entre les États-membres, et renforce ainsi notre sécurité d'approvisionnement collective. À cet égard, la France en a largement profité lors de l'hiver 2022, en important massivement de l'électricité d'Allemagne du fait des problèmes rencontrés par notre parc nucléaire. Au-delà de cette situation exceptionnelle, la France en profite également en étant régulièrement exportatrice nette d'électricité bas-carbone auprès de ses voisins européens : en 2024, la France se dirige même vers un record d'exportations d'électricité, avec un solde net qui pourrait atteindre 85 TWh d'après RTE.

[1] Contrats de droit public avec les producteurs d'électricité, mettant en place un prix plancher et un prix plafond pour l'achat d'électrons.
[2] Contrats de droit privé avec les producteurs d'électricité, permettant l'achat d'électrons de gré à gré, sans passer par les marchés de gros.

b. La sortie du mécanisme de l'ARENH en France et la tarification du nouveau nucléaire

Le 31 décembre 2025, le mécanisme d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) prendra fin. Ce dispositif, créé en 2010 par la loi « Nome » pour se mettre en conformité avec le droit européen, avait pour but de permettre aux français de continuer à profiter de la compétitivité du parc nucléaire national amorti, tout en stimulant l'implantation d'une concurrence sur le marché de détail. Il s'est néanmoins révélé largement insatisfaisant, à la fois pour son caractère dissymétrique que pour son niveau trop faible (jamais réévalué depuis 2012, malgré l'inflation).

En novembre 2023, le gouvernement et EDF ont annoncé avoir signé un accord destiné à prendre le relais de l'ARENH, en permettant à l'électricien national de vendre les électrons produits par son parc nucléaire historique, à un prix d'environ 70€/MWh. Cet accord repose notamment sur trois principes :

1. Un mécanisme de captation d'une partie des revenus d'EDF (à 50 % au-dessus de 78€/MWh, et à 90 % au-dessus de 110€/MWh) ;
2. La commercialisation d'une part substantielle de la production via des contrats de moyen terme ;
3. La mise en place de contrats de long terme pour les industriels électro-intensifs.

Nous, parlementaires socialistes, avions d'importantes réserves quant à cet accord qui est le fruit d'une négociation opaque, et qui ne permet de protéger ni le consommateur du fait du caractère non contraignant de l'accord, ni EDF contre les épisodes de prix bas (qui sont appelés à devenir de plus en plus fréquents du fait de l'expansion des renouvelables intermittentes).

La loi de finances pour 2025 a prévu le mécanisme qui prendra la suite de l'ARENH en 2026, il s'agit d'un mécanisme de taxation sur l'utilisation du combustible nucléaire pour la production d'électricité. Ce dispositif impose des taux de redistribution de 50 % à 90 % au-delà de certains seuils de revenus, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) mène actuellement ses travaux sur la fixation des seuils de ce versement nucléaire universel après avoir déterminé le coût complet du nucléaire à 60,70€ / MWh pour la période 2026-2030 contre 42€ / Mwh dans le dispositif ARENH aujourd'hui.

Nous serons amenés à nous positionner sur le mécanisme retenu une fois les travaux de la CRE aboutis.

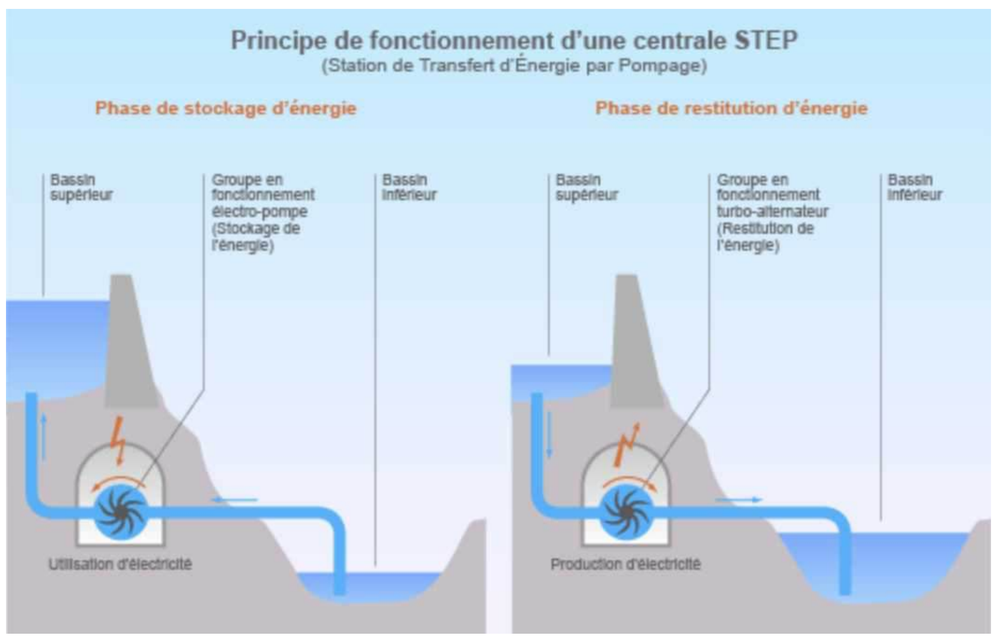
II. La mise en œuvre d'un mix énergétique à 100 % décarboné maximisant progressivement la part d'énergies renouvelables

1. La mise en œuvre des hypothèses communes à l'ensemble des scenarii de décarbonation

a. Renforcer les capacités de stockage électrique et de pilotabilité du réseau

- ***L'enjeu du développement des STEP pour atteindre 8GW de puissance installée d'ici 2035 :***

Les Stations de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP) représentent une catégorie spécifique d'installations hydroélectriques. Ces centrales disposent de deux bassins localisés à des altitudes distinctes. En période creuse, l'eau est extraite vers le réservoir supérieur. Ensuite, lors des pics de consommation, on libère cette eau dans des turbines pour générer de l'électricité.



À ce jour, la capacité installée des STEP en France tourne autour de 5 GW, répartie sur plusieurs sites comme Grand'Maison (1 790 MW) et Montézic (920 MW), qui sont indispensables pour le stockage et la restitution d'énergie sur le réseau électrique.

Pour garantir la sécurité et la fiabilité de notre réseau électrique, il est nécessaire de renforcer les capacités de stockage électrique et de flexibilité. Cela peut être atteint grâce au développement des STEP, de sorte à atteindre 8 GW de puissance installée d'ici 2035.

- ***Le développement des autres technologies de stockage :***

Les autres technologies de stockage doivent également être développées. Il est en effet nécessaire de couvrir des horizons temporels différents, de l'intra-journalier jusqu'au saisonnier. Cela nécessite un effort de recherche et développement important coordonné au niveau européen, ainsi que des investissements massifs.

Les volants d'inertie, par exemple, stockent l'énergie cinétique dans une masse rotative et peuvent fournir une puissance quasi instantanée, idéale pour les ajustements rapides de fréquence sur le réseau. Les batteries, notamment les systèmes de stockage par batteries lithium-ion à grande échelle, sont de plus en plus répandues pour le stockage d'énergie à court terme, permettant de lisser les variations de production des énergies renouvelables intermittentes comme le solaire et l'éolien.

Le stockage d'hydrogène, bien que moins mature, présente un potentiel considérable et indispensable pour le stockage à long terme et la décarbonation des secteurs difficiles à électrifier, tels que le transport lourd et certaines industries. Les technologies de stockage par air comprimé, quant à elles, utilisent des cavités souterraines ou des réservoirs pour restituer de l'énergie lors des pics de demande, offrant une solution efficace pour le stockage à grande échelle.

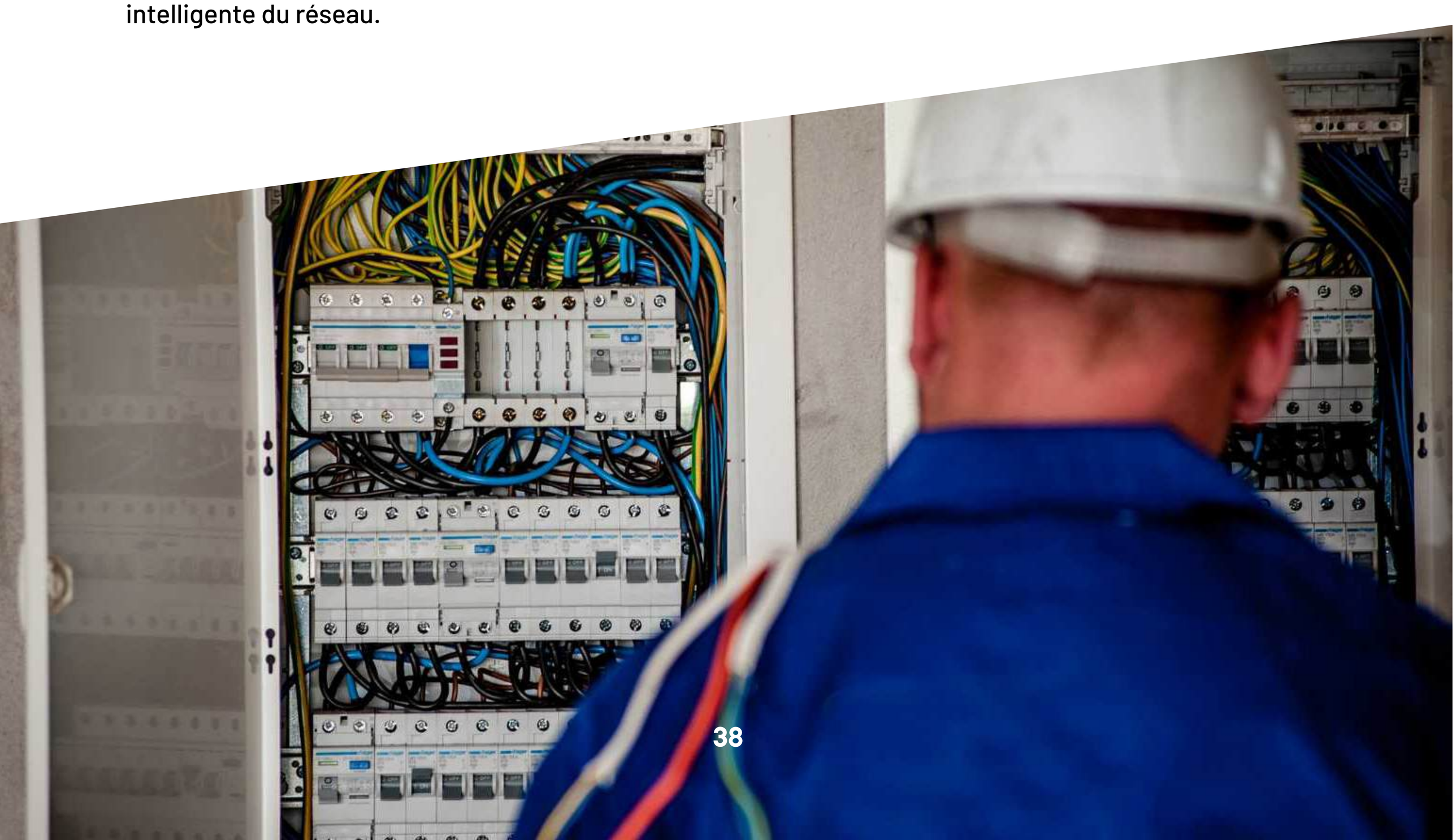
Chaque technologie a ses propres caractéristiques en termes de densité énergétique, efficacité, coût, et durée de vie, et leur déploiement dépendra des besoins spécifiques du réseau électrique et des ressources disponibles. L'intégration de ces différentes solutions de stockage est essentielle pour optimiser la gestion de l'énergie, améliorer la résilience des réseaux, et soutenir la transition vers une économie bas-carbone.

- ***Les enjeux liés à l'évolution du réseau de transport et de distribution :***

Le réseau de transport et de distribution va être dans les prochaines années confronté à un double enjeu d'adaptation au regard de la production croissante d'énergies renouvelables et face au changement climatique pour répondre à la demande croissante d'électricité renouvelable. Cela implique la construction de nouvelles infrastructures, telles que des lignes à très haute tension, de nouveaux axes traversant nord-sud et est-ouest, le renforcement des interconnexions, le raccordement de grands parcs en mer, ainsi que l'adoption de systèmes de gestion intelligente du réseau.

Il est également primordial de travailler à la résilience du réseau face aux événements climatiques extrêmes, appelés à devenir de plus en plus fréquents : les cyclones Chido et Garance à Mayotte et La Réunion ou encore la tempête Darragh avec des coupures d'électricité affectant des dizaines de milliers de foyers sont des exemples concrets qui se sont produits ces derniers mois. Au total, entre 2025 et 2040, RTE évalue ses investissements à 100 milliards d'euros.

Enfin, les interconnexions avec nos voisins européens doivent être renforcées à chaque fois que cela est possible, pour utiliser au mieux les forces respectives des différents systèmes (le solaire de la région méditerranéenne comme l'éolien de la mer du nord), et ainsi garantir la sécurité énergétique et la stabilité du réseau électrique à moindre coût. Alors que les interconnexions jouent un rôle essentiel pour la flexibilité du système électrique, la France demeure à la traîne par rapport à ses objectifs européens. Ainsi, en 2024 la Commission estime que le taux d'interconnectivité électrique de la France est de 5,6 %, alors que l'objectif européen est de 15 %.



b. Développer rapidement les capacités de production hydraulique

- ***La nécessité de solder la problématique du mode de gestion des barrages hydroélectriques pour permettre la reprise des investissements et la mise en œuvre du dispositif d'augmentation de puissance :***

À l'initiative des députés Socialistes et apparentés, une mission d'information de la Commission des affaires économiques de l'Assemblée nationale a rendu ses travaux le 13 mai 2025 sur les modes de gestion des barrages hydroélectriques et les conditions pour mettre fin au contentieux qui oppose la France à la Commission européenne depuis 15 ans.

L'alignement de la législation française sur le cadre européen en matière de concurrence au moment de la libéralisation du marché de l'électricité a entraîné une obligation de mise en concurrence des concessions hydroélectriques à l'occasion de leur renouvellement. Cette exigence a été confirmée par la directive concession en 2014.

La France n'a pas souhaité ou anticipé la nécessité d'une exclusion sectorielle pour l'hydroélectricité afin de conserver une maîtrise publique totale sur ces installations. Naturellement, dans le contexte post-Covid et de la guerre en Ukraine, mais aussi du réchauffement climatique, l'enjeu de la maîtrise de tels ouvrages pour la production d'électricité pilotable et la gestion de la ressource en eau apparaît éclatant.

Ainsi le refus d'une remise en concession fait désormais l'unanimité sur l'ensemble des bancs de l'Assemblée nationale et a été matérialisé par l'adoption unanime d'une proposition de résolution européenne des socialistes demandant la révision de la directive concession afin d'en exclure les installations hydroélectriques.

Demeure la nécessité de trouver, dans l'attente, un mode de gestion qui soit conforme au cadre européen tout en permettant de conserver la maîtrise publique et la propriété des ouvrages.

La mission considère aujourd'hui que le passage vers un régime dit d'autorisation permettrait de remplir l'essentiel des objectifs précités. Les conditions d'encadrement de ce nouveau régime doivent néanmoins être approfondies. En particulier s'agissant du maintien de la propriété publique des ouvrages et de la neutralisation de la situation de monopole d'EDF.

La mission propose à cet égard un mécanisme de barrage virtuel. En déplaçant l'objet de la mise en concurrence, de l'exploitation vers l'accès à une partie du productible, la mise à disposition de volumes d'électricité répondrait à ces attentes ; et en permettant une ouverture du marché et la réduction de la position dominante d'EDF, elle serait de nature à faciliter la clôture des précontentieux et à renforcer la solidité juridique du dispositif, notamment en amoindrissant le risque d'une contestation ultérieure par les concurrents

Les travaux de la mission devraient aboutir à une proposition de loi *ad hoc* d'ici à l'été 2025.

- ***Le développement de la petite hydroélectricité par la valorisation du potentiel fluvial français – La mobilisation du réseau de voies navigables de France sur le modèle de la Compagnie nationale du Rhône :***

Dans le cadre de la loi d'accélération des énergies renouvelables, dite APER, qui prévoyait des dispositions pour valoriser les délaissés routiers pour la production d'énergies renouvelables, nous avons obtenu une mesure participant du même esprit pour le développement du potentiel fluvial. Qu'il s'agisse du potentiel hydraulique lui-même, ou du potentiel d'implantation d'installations de production éoliennes ou solaires sur le domaine privé fluvial, en l'occurrence celui géré aujourd'hui par voies navigables de France (VNF), poursuivant ainsi l'ambition du modèle de la Compagnie nationale du Rhône.

- ***La mobilisation du potentiel hydrolien de la manche pour atteindre 5 GW de puissance installée à l'horizon 2040 :***

Dans l'indispensable dynamique de production d'électricité décarbonée qui doit nous guider pour atteindre la neutralité carbone à horizon 2050, aucune option technologique ne pourra décemment être écartée. À cet égard, l'énergie hydrolienne bénéficie d'un nombre d'atouts non négligeables :

- Un potentiel (le deuxième en Europe) de 5 à 6 GWh à l'horizon 2035/2040, soit trois EPR de 2e génération avec un coût et une durée de construction deux à trois fois inférieurs, et une emprise sur les fonds marins de seulement 60 km2 ;

- Une acceptabilité sociale supérieure aux autres technologies du fait de leur discrétion visuelle et sonore ;

- Une prédictibilité assurée par l'énergie cinétique de courants marins constants et d'intensité prévisible ;

- Une maturité technologique désormais reconnue par des acteurs institutionnels comme la Banque européenne d'investissement.

Si l'énergie hydrolienne ne peut évidemment pas être l'alpha et l'oméga de notre mix énergétique, elle doit pouvoir y prendre toute sa part et participer pleinement à notre souveraineté énergétique et à la réindustrialisation de la France.

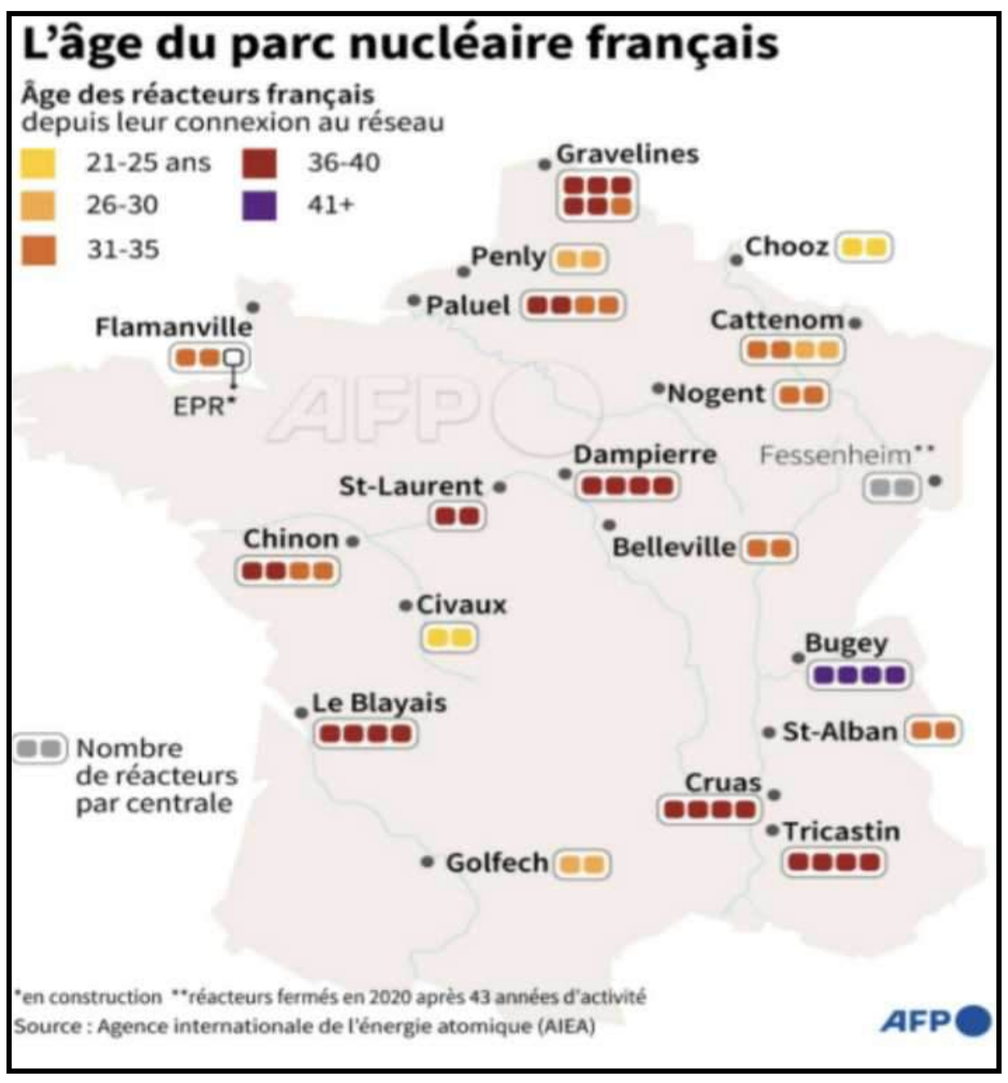
L'essor de la filière repose désormais sur un engagement étatique permettant son industrialisation, la réduction des coûts par les effets d'échelle et, *in fine*, sa compétitivité.

Nous devons saisir cette opportunité et donner à notre politique énergétique un objectif de développement de la production d'électricité hydrolienne utilisant l'énergie cinétique des courants marins avec une cible de puissance installée de 1 gigawatt d'ici à 2029 et de 5 gigawatts d'ici à 2040, pour un prix cible de 150€/MWh avec un plafond de 180€/MWh.

c. Face au développement insuffisant des énergies renouvelables la nécessité de prolonger le parc électronucléaire actuel à 60 ans et les hypothèses sur une prolongation au-delà

- ***La nécessité mécanique de prolonger les réacteurs existants à 60 ans pour éviter l'effet falaise :***

La France dispose du deuxième parc nucléaire le plus grand au monde, composé de 57 réacteurs nucléaires répartis sur 18 sites. Ce parc constitue l'épine dorsale de notre système électrique, fournissant environ 65 % de l'électricité du pays. Dans le contexte actuel de transition énergétique, il est essentiel de capitaliser sur cet atout, tout en préparant l'avenir. L'effet de falaise nucléaire en France fait référence à une diminution rapide et significative de la capacité de production d'électricité d'origine nucléaire causée par la fermeture de nombreux réacteurs sur une période relativement courte. Ce phénomène pourrait survenir si les réacteurs nucléaires sont mis hors service en tenant compte d'une durée de vie théorique sans être remplacés par de nouvelles capacités de production.



Le parc nucléaire français a été construit dans un laps de temps particulièrement court, en 20 ans (1977-1999), 58 réacteurs ont été raccordés au réseau. Sur la seule année 1980, 8 réacteurs sont mis en service simultanément et 7 l'année suivante.

Notre parc nucléaire a déjà un certain âge. Les 32 réacteurs de 900 MWe d'EDF sont les plus anciens en fonctionnement en France. L'Autorité de sûreté nucléaire a ouvert la voie à l'allongement de la durée de vie des plus vieux réacteurs en France qui pourront rester en service jusqu'à leurs 50 ans, ce qui induit une première série de fermetures à anticiper à l'horizon 2030, au mieux à l'horizon 2040 si nous imaginons une durée de vie jusqu'à 60 ans.

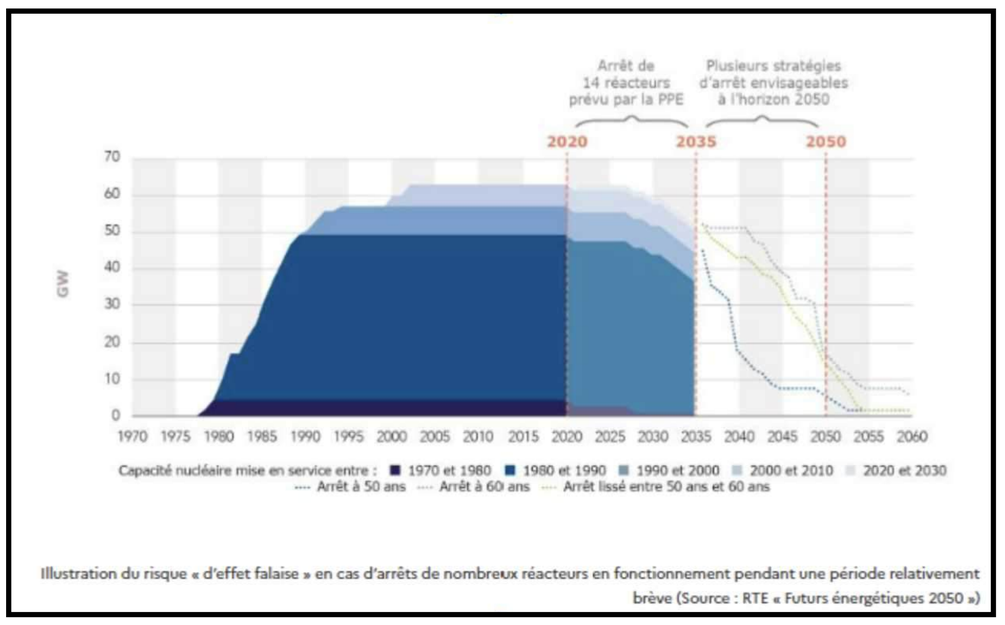


Illustration du risque « d'effet falaise » en cas d'arrêts de nombreux réacteurs en fonctionnement pendant une période relativement brève (Source : RTE « Futurs énergétiques 2050 »)

Le risque d'effet falaise nécessite donc d'investir sur le parc nucléaire existant et notamment le grand carénage pour optimiser la production électrique et lisser la fermeture dans le temps. Prolonger le parc existant lorsque cela est possible est une solution pragmatique pour maintenir une production d'électricité décarbonée et compétitive. Des pays comme les États-Unis ont déjà engagé cette voie en prolongeant la durée de vie de leurs centrales nucléaires. La France doit s'inspirer de ces exemples et investir dans la maintenance et la modernisation de son parc nucléaire pour garantir sa sûreté et sa performance à long terme.

- ***Une interrogation sur le caractère faisable et souhaitable d'une prolongation au-delà :***

Si le grand carénage est une opération nécessaire pour envisager la prolongation des centrales, cette grande opération de maintenance industrielle ne garantit pas pour autant la durée de vie des réacteurs qui s'apprécie au cas par cas, notamment dans le cadre des réexamens décennaux et des contrôles réguliers effectués.

En 2035 les centrales nucléaires françaises auront en moyenne 47 ans. Nous entrons progressivement dans une période d'incertitude pour notre parc nucléaire existant. Bien entendu, les opérations d'investissement conduites dans le cadre du grand carénage permettent d'envisager une prolongation du parc pendant plusieurs années. Il apparaît cependant peu prudent d'avancer avec certitude une durée de vie exacte pour nos centrales existantes. Le modèle de sûreté nucléaire français, à la différence du système américain, ne repose pas sur un système de licence garantissant l'exploitation mais sur la base de contrôles réguliers. Tous les 10 ans, l'autorité de sûreté nucléaire délivre un rapport sur la base de visites décennales. Nous réaffirmons que ce modèle doit être préservé et que seules des visites régulières permettront de garantir la sûreté des installations nucléaires et notamment la résistance des cuves.

Par ailleurs, l'épisode de corrosion sous contrainte vient rappeler que notre parc nucléaire, construit en série, peut être momentanément indisponible pour des questions de maintenance ou de sûreté nucléaire. Les fissures observées sur les soudures des tuyauteries du circuit primaire principal, détectées à la fin de l'année 2021 dans le cadre de la deuxième visite décennale du réacteur n°1 de la centrale de Civaux, ont conduit par la suite à la mise à l'arrêt de 12 réacteurs par EDF pour procéder aux contrôles et aux opérations de maintenance nécessaires. Cette situation, intervenue dans un contexte international de reprise économique forte après la crise sanitaire et de pression sur le marché du gaz, a contribué, avec les baisses de rendement de nos installations hydrauliques causés par des épisodes de sécheresse, à un affaissement très inquiétant de notre production électrique de l'ordre de 77 TWh d'après RTE.

Pour la première fois depuis la mise en service de son parc nucléaire, la France a été importatrice nette d'électricité en 2022 avec un solde commercial négatif de plus de 10 milliards d'euros.

Cette situation avait alors conduit le gouvernement de l'époque a annoncé en catastrophe la mise en place de mesures de sobriété reposant quasi-exclusivement sur les ménages et visant à réduire la consommation d'énergie de 10% d'ici 2024 par rapport à 2019 afin d'éviter le risque de black-out qui était sérieux, en témoigne le plan de délestage qui avait été élaboré. Nous avions alors présenté une contribution pour une sobriété solidaire en appelant à un vrai débat sur le sujet et en défendant le fait que ces mesures doivent s'inscrire dans une logique de justice sociale et d'accompagnement des ménages pour réussir des économies d'énergie substantielles et acceptables socialement.

- ***L'hypothèse d'un nouveau nucléaire qui prendrait le relais de l'existant à partir de 60 ans d'exploitation plutôt qu'en complément au-delà de cette durée de vie :***

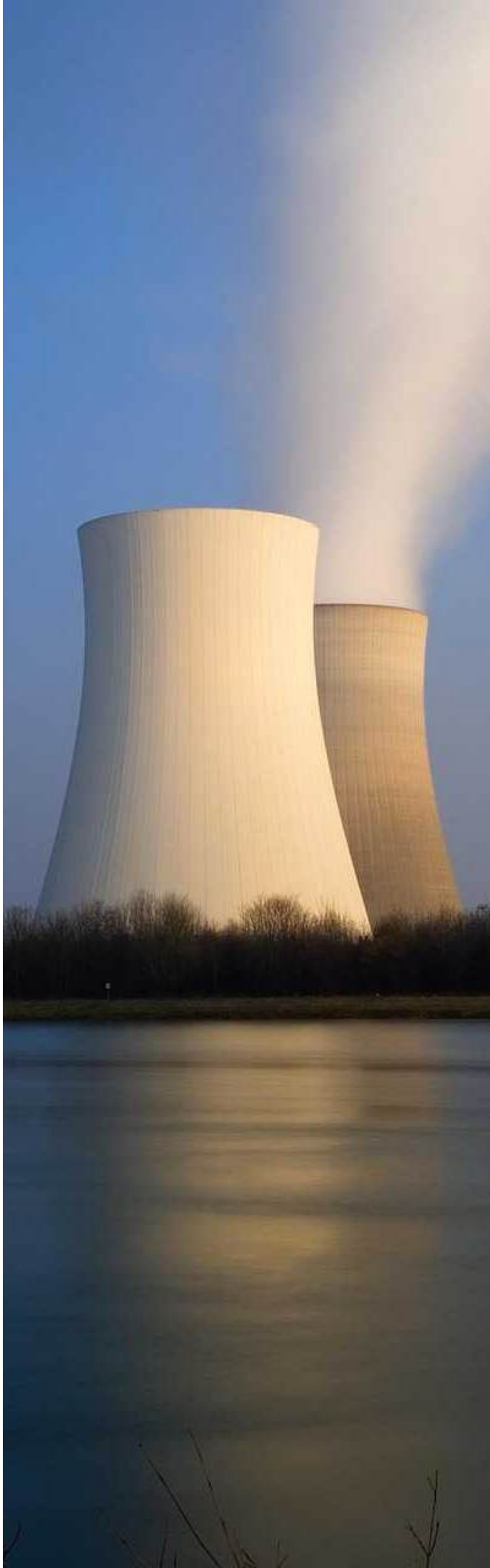
Au regard des contraintes et incertitudes sur la capacité d'EDF à prolonger le parc électronucléaire historique au-delà de 60 ans

mais aussi sur sa capacité à réaliser un nombre de nouveaux réacteurs supérieur à quatre paires, pour des raisons techniques, financières et de compétences humaines, il apparaît nécessaire d'anticiper. Le futur parc électronucléaire jouera certainement un rôle de remplacement, partiel, du parc existant afin de conserver un socle de production électronucléaire qui, avec l'hydroélectricité, assurera une socle de production pilotable et stabilisant le réseau, plutôt qu'une augmentation de capacité.

Ce scénario appuie la nécessité d'un développement concomitant et massif des capacités de production renouvelables afin de répondre aux besoins électriques du pays.

Cette situation fait tendre la stratégie de mix électrique vers le scénario N 1 de RTE qui prévoit un effort important mais atteignable de développement des énergies renouvelables où le parc nucléaire représenterait en 2050 un peu plus du quart des capacités de production électrique.

L'objectif annoncé par le gouvernement d'au moins 45 GW de puissance installée pour l'éolien en mer à l'horizon 2050 tend à confirmer que ce scénario apparaît le plus probable et viable en l'état.



2. Les conditions techniques et financières présidant à notre choix de mix énergétique

a. Un scénario 100 % énergies renouvelables dès 2050 trop complexe à mettre en œuvre

- ***La maturité insuffisante des technologies de stockage et de pilotage de l'énergie à cette échéance :***

Remplacer les centrales nucléaires et thermiques par des énergies éoliennes et solaires qui ne sont pas pilotables et dont la production ne peut être ajustée à la demande aurait pour effet d'augmenter considérablement les besoins en flexibilité du réseau électrique.

Le bouclage des scenarii de mix énergétique compris entre 80 et 100 % du mix global confirme que le renforcement significatif des capacités de stockage devient indispensable pour équilibrer l'offre et la demande d'électricité à chaque heure de l'année.

Le stockage à court terme commence à se développer dès que les énergies renouvelables (EnR) atteignent 80 % du mix énergétique. En revanche, les besoins en stockage inter-saisonnier, nécessitant des technologies telles que le « power to gas » et le « gas to power » (stockage d'hydrogène lors des phases de surproduction des énergies renouvelables), émergent lorsque la part des EnR dans le mix énergétique dépasse 90 à 95 %.

Les batteries lithium-ion, les supercondensateurs, et les volants d'inertie constituent des technologies essentielles pour stabiliser les systèmes électriques en compensant l'intermittence des sources renouvelables. Si les batteries au lithium-ion sont largement utilisées, les solutions relatives au stockage d'hydrogène ou aux volants d'inertie sont encore en phase de développement et ne sont de fait pas encore pleinement matures ou économiquement viables à grande échelle. Plusieurs technologies de stockage et de pilotage de l'énergie présentent donc un niveau de maturité insuffisant et posent ainsi des défis significatifs pour l'intégration des énergies renouvelables dans le réseau électrique.

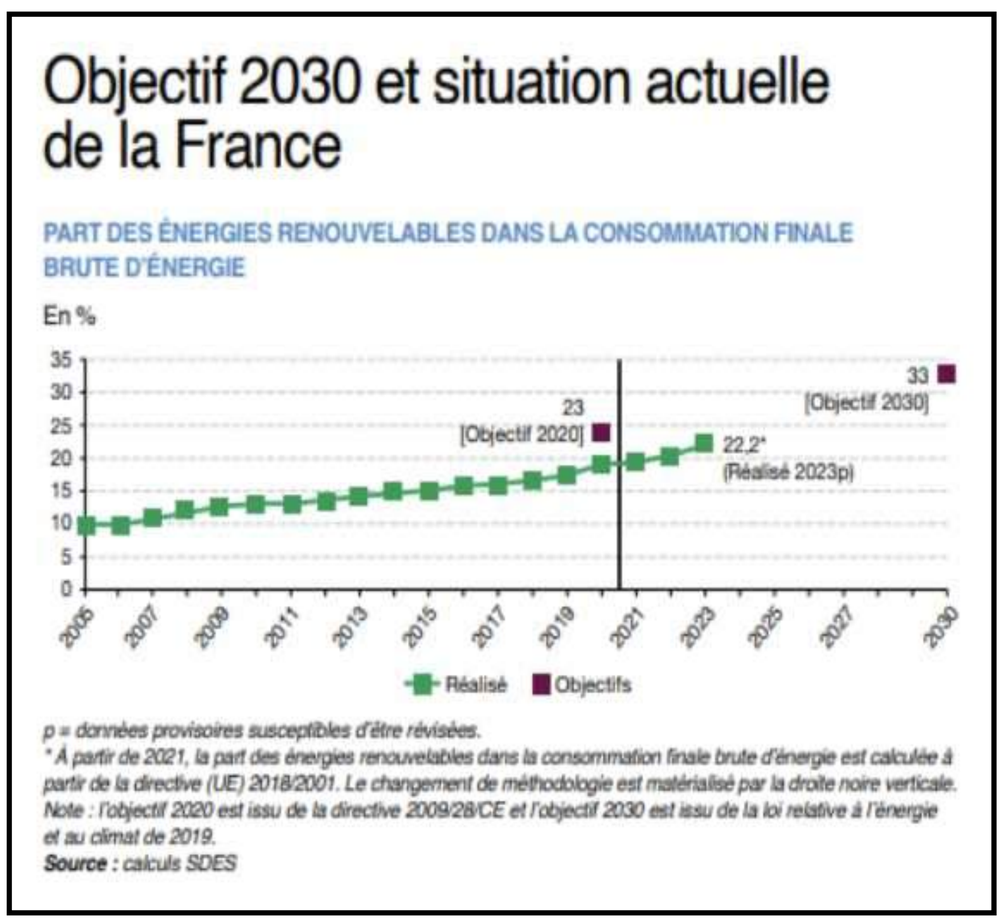
Enfin, le pilotage énergétique et en particulier les logiciels de gestion de l'énergie (SGE) permettront d'optimiser l'utilisation de l'énergie et d'améliorer l'efficacité énergétique des bâtiments. Bien que des progrès significatifs aient été réalisés, la maturité technologique et l'efficacité économique des solutions de stockage et de pilotage doivent encore être améliorées pour soutenir pleinement la transition vers une énergie plus durable et décentralisée.

- ***Un retard excessif dans le déploiement des énergies renouvelables pour atteindre ce même objectif :***

Dans son dernier rapport, l'Agence internationale de l'énergie met en lumière le très fort développement des énergies renouvelables à l'échelle mondiale. Entre 2022 et 2023, 510 gigawatts supplémentaires ont été installés, soit une augmentation de 50% des capacités de production issues des énergies renouvelables.

Un rapport publié le 25 mars dernier par la Commission européenne souligne que la production d'énergies renouvelables représente désormais 47 % du mix électrique

européen. Sur une année, la production d'EnR a progressé de 59 gigawatts (GW) de capacité, portée principalement par l'énergie solaire (+46 GW). La France, malgré des résultats encourageant cette année en matière de production d'énergie solaire peine cependant à s'inscrire dans cette dynamique et reste très en retard dans le développement des énergies renouvelables, faisant figure de mauvais élève et ne respectant pas les propres objectifs qu'elle s'est fixée dans le cadre de la loi relative à l'énergie et au climat de 2019.



Source d'énergie	Capacité installée fin 2023 (GW)	Objectif fin 2023 (GW)	Écart 2023 (GW)	Objectif 2028
Éolien terrestre	20,8	24,1	-3,3	33,2 à 34,7
Solaire	19,3	20,1	-0,9	35,1 à 44,0

Pour atteindre les objectifs futurs, tels que les 33,2-35,1 GW prévus pour fin 2028, il serait nécessaire de doubler le rythme actuel de déploiement, ce qui représente un défi considérable.

La France pourrait décider de profiter de la dynamique européenne en matière de développement de l'énergie solaire pour compenser le tassement de l'éolien terrestre mais le gouvernement vient récemment d'envoyer des signaux particulièrement contradictoires, en annonçant en février 2024 un volume global de soutien de 5 GWc, avec l'objectif de raccorder 4 GWc par an, en retrait par rapport aux chiffres mentionnés dans la concertation de fin d'année. L'objectif 2035 mentionné en recul (65 GW installés, contre une fourchette entre 75 et 100 GW dans le texte mis en consultation) est de nature à détériorer la confiance des industriels pour l'avenir avec un risque de baisse des investissements.

La décision de diminuer drastiquement d'une part, le soutien financier du segment résidentiel (0-9 kWc) avec une prime unifiée divisée par deux sur la base de celle précédemment applicable au 3-9 WC (soit un montant de l'ordre de 8 centimes par Wc), et d'autre part de baisser le tarif d'achat de surplus fixé à 40 €/MWh et unifié, contre 126,9 € au dernier trimestre, est totalement contradictoire avec ces objectifs.

Le segment 100-500 kWc, aussi dénommé « S21 », qui a connu un fort dynamisme ces dernières années, voit également son tarif abaissé à 95 €/MWh au 1er février 2025 de façon rétroactive. Le mécanisme de baisse d'urgence disparaitrait, mais la formule de dégressivité serait beaucoup plus brutale à la baisse.

Enfin, des discussions sur les conditions d'application de la TVA à taux réduit ont également été annoncées pour son application en octobre prochain.

L'ensemble de ces annonces ont semé l'incompréhension et l'inquiétude dans l'écosystème photovoltaïque alors même que la filière a été particulièrement dynamique sur l'année 2024 avec 250 000 nouveaux raccordements soit 3,5 GW de puissance supplémentaire pour le parc photovoltaïque français qui atteint 23,7 GW.

- ***Un rattrapage qui se heurterait à cette échéance à des contraintes d'acceptabilité sociale et de capacité industrielle indépassables :***

Le rattrapage du retard évoqué dans le paragraphe précédent en matière de développement des énergies renouvelables nécessiterait de doubler le rythme d'installations de production d'ici 2030.

Or, le rythme de développement de l'éolien terrestre est d'ores et déjà freiné par le manque d'acceptation sociale de la population qui refuse la multiplication de ces installations, s'agissant du moins de l'éolien terrestre. La mauvaise répartition des projets à l'échelle nationale constitue une part importante du problème. Dans certaines régions comme les Hauts de France la présence d'éoliennes a triplé en une quinzaine d'années. Avec près de 2 000 mâts installés et une puissance raccordée qui a plus que doublé entre 2011 et 2022, passant de 1,2 GW à 4,2 GW, la région est devenue leader en profitant de gisements abondants. À l'inverse, pour des raisons liées à une forte densité de population, au manque de vent ou à l'absence de foncier disponible, d'autres régions comme l'Île-de-France et la Provence-Alpes-Côte d'Azur ne dépassent pas 1 GW de puissance installée. Dès lors, les marges de progression apparaissent limitées.

Le manque de planification dans le développement des EnR sur notre territoire et d'objectifs territoriaux qui en découlent, la mauvaise prise en compte des paysages dans les documents de planification et d'urbanisme, le fait de laisser notre politique énergétique et d'aménagement du territoire portée par le marché et la libre concurrence entre opérateurs privés placés en situation de concurrence au détriment des projets citoyens et collectifs bien souvent mieux acceptés, les injonctions contradictoires du gouvernement en matière d'aides et d'investissement publics sont autant d'éléments qui grippent et obèrent aujourd'hui nos capacités de développement d'énergie d'origine cinétique et solaire.

Corrélativement, cette situation a empêché l'émergence d'une filière industrielle française portée par une commande publique offensive et une visibilité à long terme des perspectives de développement et de rééquipement. Pire, nos tergiversations ont entraîné la faillite et la disparition de certains opérateurs et savoir-faire comme Photowatt en Isère. La France se retrouve ainsi sans producteur national de panneaux solaires alors que tout devait permettre à une telle société d'être florissante.

Cette réalité place aujourd'hui la France en difficulté pour atteindre l'objectif fixé par la directive RED II transposée en droit national depuis 2021 d'atteindre d'ici 2030 au moins 32 % d'énergies renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie.

Alors que nous visons à reconquérir notre souveraineté énergétique à travers la décarbonation des usages et de la production d'énergie, nous nous retrouvons ainsi devant le risque d'une nouvelle ère de dépendance à l'Asie et aux États-Unis pour l'acquisitions de composants et matériels nécessaires à l'installation d'équipements de production d'énergies renouvelables.

Il est encore temps de changer de paradigme et d'engager une planification industrielle résolument axée vers cette indépendance stratégique, par exemple en reprenant la main sur l'avenir de la production d'acier en France face aux tergiversations et ambiguïtés du groupe ArcelorMittal mais l'heure tourne et elle est bien avancée.

- ***Un réseau de transport et de distribution qui nécessite de lourds investissements pour s'adapter à un réseau de plus en plus décentralisé lié au caractère diffus des installations de production d'énergie renouvelable en comparaison des grands ouvrages :***

L'intégration des énergies renouvelables dans le réseau électrique nécessite des investissements substantiels pour adapter les infrastructures de transport et de distribution. Les capacités du réseau de transport doivent être renforcées significativement pour accueillir les sources d'énergie produites loin des centres de consommation. De son côté, le réseau de distribution, qui dessert les consommateurs sur de courtes distances, doit être modernisé pour gérer la production décentralisée et intermittente des énergies renouvelables. Les réseaux intelligents (smart grids) joueront un rôle crucial dans cette adaptation en permettant une gestion optimisée des flux d'énergie, notamment pour faire face aux pics de production imprévisibles des énergies renouvelables.

Dans son rapport « Futurs énergétiques 2050 », RTE précise que pour les scénarios à forte part d'EnR l'écart de coût en matière d'investissement sur le réseau de transport résulte essentiellement du raccordement des parcs éoliens en mer ainsi que des productions photovoltaïque et éoliennes terrestres et dans une moindre mesure de l'adaptation du réseau de répartition et de distribution. Ainsi, les scénarios 100% EnR avoisinent les 30 milliards de besoin d'investissement par an à l'horizon 2030, c'est-à-dire au moins 5 milliards d'euros de plus par an que les scénarios avec une part plus ou moins significative de nucléaire. Sur une période de 25 ans, l'écart pourrait atteindre, au minimum, les 200 milliards d'euros.

b. Une prolongation du parc nucléaire historique et un programme de nouveau nucléaire limité aux six EPR 2 aujourd'hui annoncés

- ***Face aux incertitudes concernant la prolongation du parc existant au-delà de 60 ans, au risque de défaillance sur une partie du parc et aux incertitudes sur le rythme de déploiement des énergies renouvelables - la nécessité d'un nouveau programme électronucléaire (EPR 2) :***

Pendant plusieurs décennies, la production d'énergie d'origine nucléaire abondante et bon marché a permis à la France de vivre dans une forme d'insouciance.

L'accident de Fukushima du 11 mars 2011 ayant profondément marqué l'opinion publique, de nombreux pays ont alors décidé d'abandonner définitivement l'énergie nucléaire ou de mettre un terme à leurs projets de relance. Pendant plusieurs années le sujet du nucléaire a été évité pour des raisons politiques et alors que la question de la dépendance au gaz russe ne se posait pas véritablement. Cependant, force est de constater que l'atome effectue aujourd'hui un retour au premier plan. D'une part, l'énergie nucléaire apparaît comme un allié de circonstance pour permettre à la France de respecter l'objectif de neutralité carbone fixé dans le cadre de la Stratégie nationale bas carbone à horizon 2050. D'autre part, le parc nucléaire français agit comme un bouclier face à la dépendance au gaz russe alors que les livraisons de gaz via Nordstream 1 sont suspendues depuis septembre 2022 et que la guerre en Ukraine ne laisse espérer aucune amélioration de la situation géopolitique dans les prochaines années.

Le Président de la République a annoncé lors de son discours de Belfort en février 2022 son intention d'impulser un nouveau programme nucléaire avec la construction de 6 à 14 réacteurs de type EPR 2 pour 2050. D'après le programme élaboré par EDF, la première paire de réacteurs devrait voir le jour à Penly (Seine-Maritime), la deuxième à Gravelines (Nord) et la troisième à Bugey (Ain) ou au Tricastin (Drôme), à proximité de sites déjà existants.

Accompagner le développement industriel des six nouveaux EPR apparaît aujourd'hui nécessaire pour garantir la compétitivité de la filière nucléaire française, pallier à partir de 2039 (au mieux) à toute défaillance du parc existant et compléter la nécessaire montée en puissance des énergies renouvelables. Cela implique de soutenir les entreprises françaises qui participent à la construction de ces réacteurs, et de promouvoir l'exportation de la technologie EPR à l'international. Le projet de construction de ces EPR en France est un enjeu majeur pour la filière nucléaire, qui doit démontrer sa capacité à construire des réacteurs de nouvelle génération dans les délais et les coûts impartis.

- ***Un nouveau nucléaire qui maintient a minima les compétences industrielles et humaines en vue du démantèlement futur du parc et de l'hypothèse d'une filière industrielle de la fusion nucléaire au-delà de 2050 :***

L'histoire du nucléaire en France nous enseigne une trajectoire non linéaire, faite de moments d'impulsion politique fort mais aussi de parenthèses au regard d'un contexte international qui a largement contribué à façonner et influencer les opinions publiques, et donc les décisions politiques.

Le long « hiver nucléaire » suite à la catastrophe nucléaire de Tchernobyl puis l'accident de Fukushima intervenu en 2011 ont constitué

à cet égard des périodes historiques durant lesquels les dirigeants politiques ont préféré soit mettre en suspens leur programme nucléaire ou les projets d'investissement dans la filière – ce qui fût notamment le cas de la France – ou même décider d'une sortie définitive du nucléaire, actée une première fois en Allemagne en 2002 et définitivement entérinée par la fermeture de ses dernières centrales nucléaires le 15 avril 2023.

À l'instar de toute filière industrielle, la simple mise en pause de tout projet de développement a pour conséquence immédiate l'effritement des capacités de recherche et de développement pourtant indispensables au maintien des compétences techniques et humaines.

Le rapport d'audit sur les difficultés de construction du réacteur EPR de Flamanville dit « rapport Folz » souligne à ce propos une perte de compétences généralisée de la filière nucléaire qui, après la mise en service des réacteurs de la centrale de Civaux en 1999, a connu une période de 7 ans sans nouveau projet : 23 années séparent la mise en service des réacteurs de Civaux et l'autorisation de mise en service du réacteur EPR de Flamanville.

Le résultat direct de cette longue période sans projet est la perte de compétences causée aussi bien par le départ à la retraite de spécialistes confirmés que par l'absence d'utilisation de savoir-faire et de compétences techniques.

Qu'il s'agisse de la maîtrise d'œuvre chez EDF, des capacités des industriels fabricants de composants, de la perte des savoir-faire indispensables en matière de soudures et même des organismes et entités chargés du contrôle : l'ensemble de la chaîne nucléaire a été touchée durablement par la mise en pause des programmes de développement et l'absence de vision de long terme.

Après des années d'errements et de manque d'objectifs clairs fixés pour la filière nucléaire, le nouveau programme EPR 2 est l'occasion de relancer tout un écosystème industriel sur les starting-blocks et de renouer avec le savoir-faire français dans le domaine de l'atome.

Il s'agit également d'un grand chantier industriel à risque, qui va nécessiter une montée en puissance de l'ensemble des entreprises qui doivent pouvoir s'appuyer sur des formations professionnelles pointues et de qualité et sur un ensemble de mesures économiques et sociales (formation, politique du logement, insertion, aménagement du territoire, transports…) qui permettront à l'ensemble des ouvriers et ingénieurs d'être dans les meilleures conditions pour être en mesure de réaliser ces nouvelles cathédrales énergétiques.

c. Un coût prévisionnel du programme EPR 2 rendant non-viable économiquement la réalisation d'un programme plus conséquent

- ***Un coût révisé hors frais financier du programme EPR 2 qui rend difficilement soutenable un programme qui comporterait plus que huit réacteurs supplémentaires :***

Depuis 2020 la filière nucléaire française amorce une restructuration visant à concrétiser la stratégie annoncée en 2022, qui prévoit la construction de nouveaux réacteurs EPR. Toutefois, des défis significatifs subsistent, notamment au regard des retards et des surcoûts systématiques constatés dans les projets et sur les chantiers en cours, d'une rentabilité incertaine, ainsi que des incertitudes techniques et organisationnelles.

Le premier élément d'analyse est celui des projets de construction EPR réalisés ou en cours de réalisation qui sont systématiquement marqués par des retards et des surcoûts importants, soulignant les difficultés rencontrées dans la gestion et la réalisation de ces chantiers.

Le dérapage tant calendaire que financier de l'EPR de Flamanville 3 est à ce titre saisissant. 12 ans de retard pour un coût total de 23,7 milliards d'euros au lieu des 3,3 milliards d'euros initialement prévus. S'agissant de la rentabilité du réacteur, EDF considère qu'elle doit être analysée au regard de l'ensemble du « parc France » et non dans une logique de tranche utilisée seule. Cette fin de non-recevoir n'a pas empêché la Cour de réaliser ses propres calculs et de considérer le niveau de rentabilité comme médiocre. Par ailleurs, il apparaît indispensable de suivre la recommandation formulée par la Cour des comptes demandant de calculer la rentabilité prévisionnelle de Flamanville 3 et de l'EPR 2 et d'en assurer le suivi.

De la même manière, les projets internationaux de construction d'EPR ont été ou sont particulièrement affectés par des surcoûts et des retards importants. Le réacteur EPR d'Olkiluoto 3 (OL3), d'une puissance de 1 600 MW, a commencé à produire de l'électricité en avril 2023, soit 13 ans de retard sur le calendrier initial pour un coût total de 9,5 milliards d'euros au lieu des 2,3 milliards annoncés initialement. Même destin pour les réacteurs EPR et Taishan 2 en Chine mis en service avec un retard de 5 ans par rapport au calendrier initial. Le coût total de leur construction a atteint 12,2 milliards d'euros, dépassant de 60 % le budget prévu.

Ces différents retours d'expérience sont de nature à alimenter le risque de dérapage alors même que l'estimation du coût global du nouveau programme EPR 2 ne cesse d'être révisé depuis 4 ans. En février 2022, le Gouvernement fait état d'un coût de construction de 51,7 milliards d'euros, hors inflation et frais financiers pour la construction des 3 paires d'EPR sur les sites existants de Gravelines (Nord), de Penly (Seine-Maritime) et de Bugey (Ain). Ce coût est réévalué en fin 2023 pour atteindre 67,4 milliards d'euros, soit un surcoût de l'ordre de 30%, au simple stade de la conception initiale, à conditions économiques inchangées et hors effet de l'inflation.

Dans une logique de meilleure maîtrise du suivi des coûts relatifs au projet de 6 réacteurs EPR 2, il convient dès les prochains mois de retenir la décision finale d'investissement pour le programme EPR2 jusqu'à ce que son financement soit sécurisé et que les études de conception détaillée soient suffisamment avancées, comme le préconise la Cour des comptes.

- ***Une capacité industrielle et financière d'EDF qui n'apparaît aujourd'hui pas compatible avec un programme de taille supérieure et qui peine déjà à faire face à l'existant :***

La relance du nucléaire en France et le projet de construction de 3 paires d'EPR 2e génération vient aujourd'hui percuter les capacités industrielle et financière d'EDF, mises à rudes épreuves ces dernières années à la fois par la multiplication des chantiers complexes accusant systématiquement des retards mais aussi par la réalisation du grand carénage de nos centrales françaises qui constitue un point de vigilance particulier, alors que nos 34 réacteurs de 900 MWe ont passé le cap des 40 ans de durée de vie et que le palier 1300 MWe entre dans la période de son quatrième réexamen périodique.

Par ailleurs, EDF est actuellement engagé sur deux projets majeurs de construction de réacteurs EPR et doit finaliser des chantiers qui accusent d'ores et déjà du retard et des coûts financiers supplémentaires.

- Le projet Hinkley Point C, situé dans le Somerset au Royaume-Uni, représente un défi majeur pour EDF, avec la construction de deux réacteurs EPR visant à fournir environ 7 % de la consommation électrique nationale britannique. Initialement prévu pour une mise en service en 2025, le projet a subi des retards successifs, repoussant la date de démarrage entre 2029 et 2031. Les coûts ont également dérapé, passant de 25-26 milliards de livres en 2022 à 31-34 milliards de livres en 2024, soit une augmentation de 30 %. Le retrait du partenaire chinois CGN du financement est venu aggraver les contraintes financières. EDF explore désormais des solutions alternatives, telles que l'entrée d'investisseurs tiers ou l'émission de prêts convertibles en actions, pour alléger son exposition financière. Ce projet illustre les défis opérationnels et financiers auxquels EDF est confronté dans ses engagements internationaux, soulignant la nécessité d'une gestion prudente pour éviter des impacts négatifs sur ses autres programmes nucléaires.

- Le projet Sizewell C, situé dans le Suffolk, vise à répliquer le modèle de Hinkley Point C en construisant une paire d'EPR de 1,6 GWh chacun. La décision finale d'investissement, initialement prévue pour septembre 2023, a été repoussée à 2024, avec un financement majoritairement assuré par l'État britannique. Le projet utilise le modèle de régulation « base d'actifs régulés » (RAB) pour attirer des capitaux privés et limiter les coûts de financement. Cependant, des incertitudes subsistent quant à l'issue de la levée de fonds, et EDF pourrait perdre son investissement pré-décision finale d'investissement en cas d'échec. Ce projet met en lumière les risques financiers et opérationnels liés aux retards et aux incertitudes de financement, nécessitant une coordination étroite avec les autres engagements d'EDF pour éviter des impacts négatifs sur le programme EPR2 en France.

Le 17 juillet 2024, dans le cadre du projet Dukovany 5, les autorités tchèques ont préféré retenir le groupe sud-koréen KHNP plutôt que le groupe EDF dans le cadre d'un appel d'offre comprenant la fourniture de services d'ingénierie, d'achat, de construction et de mise en service industrielle du réacteur EPR 1200 MW. Même si cette décision est contestée, cet échec souligne les défis concurrentiels auxquels EDF est confronté sur la scène internationale, ainsi que les incertitudes liées à la sécurisation de nouveaux contrats. Le projet met en évidence la nécessité pour EDF de renforcer sa stratégie de soumission et de mieux anticiper

les dynamiques concurrentielles pour assurer la pérennité de ses engagements internationaux et soutenir le développement de ses technologies nucléaires.

EDF poursuit également depuis maintenant plusieurs années le programme industriel du « grand carénage » visant à prolonger la durée de fonctionnement des centrales nucléaires françaises au-delà de 40 ans, tout en améliorant leur sûreté. Lancé depuis 2014, il monte en puissance avec une accélération du nombre de réacteurs à contrôler.

Le « grand carénage » a vu son coût augmenter de près de 6 milliards d'euros passant de 49,4 milliards d'euros à 55 milliards d'euros pour intégrer des études et équipements supplémentaires visant à améliorer la sûreté. Le programme mobilisera au total entre 10 000 et 15 000 ouvriers et ingénieurs par an et repose sur la coopération de nombreux acteurs, y compris les partenaires industriels. Une quarantaine de visites décennales sur les réacteurs 900, 1300 et 1450 MWe ont d'ores et déjà été conduites. L'avancement du programme est significatif, avec plusieurs réacteurs ayant déjà engagé ou achevé les travaux pour aller au-delà des 40 ans d'exploitation. L'ASNR a donné son feu vert pour la prolongation de 10 ans supplémentaires pour certains réacteurs, tels que ceux des centrales de Dampierre-en-Burly, Bugey, Paluel, Penly, Chooz ou encore Golfech.

Enfin, la relance du nucléaire en France constitue un véritable défi en matière de ressources humaines, de qualification et de formation. Le programme MATCH, lancé par le Groupement des Industriels Français de l'Énergie Nucléaire (GIFEN) prévoit une augmentation de 25 % du volume de travail d'ici 2033, nécessitant environ 60 000 nouveaux emplois directs, dont 6 000 par an. Parmi les métiers clés, 20 sont jugés en tension (techniciens de maintenance nucléaire, soudeurs et chaudronniers spécialisés dans le nucléaire, ingénieurs en automatisme et contrôle-commande, câbleurs et monteurs électriques, inspecteurs et contrôleurs de sûreté nucléaire, experts en radioprotection, projeteurs en génie nucléaire) ce qui impose des actions ciblées pour combler les pénuries. Pour répondre à ces besoins, des programmes de formation spécialisés sont mis en place, et la coopération entre les industriels, les institutions éducatives et les pouvoirs publics est renforcée.

- ***Un prix de sortie du mégawattheure électronucléaire non-compétitif par rapport à la concurrence internationale nécessitant d'en limiter le poids dans le mix global au bénéfice du mégawattheure renouvelable :***

Le coût de production du mégawattheure (MWh) d'électricité nucléaire dépend fortement du coût moyen pondéré du capital (CMPC). Le prix de sortie du MWh produit par le réacteur EPR de Flamanville 3 est estimé par la Cour des comptes à au moins 122 €/MWh (en euros 2023) pour atteindre une rentabilité de 4 % avec un facteur de charge de 85 %, et jusqu'à 176 €/MWh pour une rentabilité de 7 %. Si le facteur de charge tombe à 75 % (ce qui est plus réaliste selon la Cour), alors un prix de 138 €/MWh serait nécessaire pour une rentabilité de 4 %.

Dans son rapport de février 2022, le gouvernement a estimé de manière très optimiste le coût actualisé de production de l'électricité des trois paires d'EPR 2, en s'appuyant sur la méthodologie d'audit du cabinet Accuracy et en fonction du coût moyen pondéré du capital (CMPC) :

- 40 €/MWh si le CMPC est de 1 % ;
- 60 €/MWh pour un CMPC de 4 % ;
- 100 €/MWh pour un CMPC de 7 % (estimation 2020).

Ces chiffres sont toutefois en contradiction avec d'autres évaluations du coût de production de l'électricité issue du nouveau nucléaire de type EPR, estimé entre 122 et 176 €/MWh :

- La Cour des comptes (rapport de 2020) avançait un coût compris entre 110 et 120 €/MWh pour l'EPR de Flamanville, en tenant compte des retards et surcoûts.
- La Commission de régulation de l'énergie (CRE) et l'Institute for Energy Economics and Financial Analysis (IEEFA) ont évoqué des fourchettes allant jusqu'à 170 €/MWh, notamment en intégrant les incertitudes liées aux investissements initiaux, aux dépassements de budget et aux coûts de financement élevés.

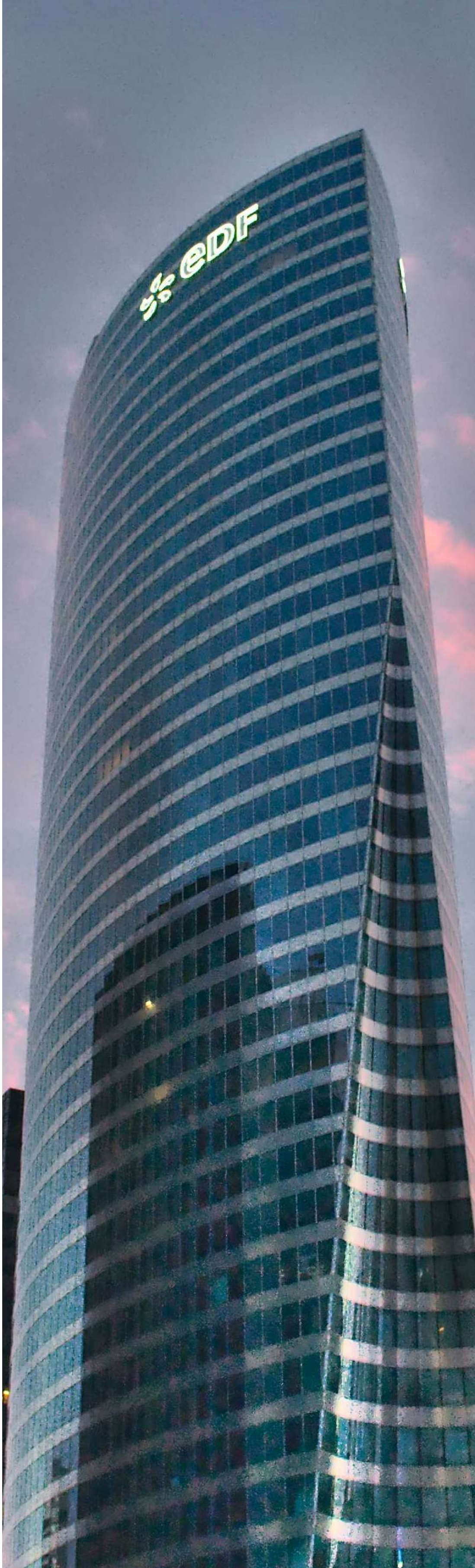
Les écarts dans les estimations de coût s'expliquent par plusieurs facteurs. D'une part, les hypothèses de financement varient sensiblement : un coût du capital plus élevé (CMPC de 6 à 8 %, contre 1 à 4 % dans d'autres scénarios) renchérit significativement le coût de production. D'autre part, la durée des chantiers, parfois étalée sur 10 à 15 ans comme à Flamanville, accroît les charges financières. À cela s'ajoutent les aléas techniques et industriels (retards, défauts de fabrication, reprises de travaux), qui pèsent lourdement sur le bilan économique. Les différences tiennent aussi à l'échelle des projets, les estimations gouvernementales s'appuient sur un effet de série avec la construction de six EPR2 en cascade, là où d'autres analyses reposent sur des projets unitaires. Enfin, certaines évaluations incluent avec plus de prudence les coûts futurs liés à l'exploitation, à la maintenance, au démantèlement ou à la gestion des déchets.

Dans une dynamique longtemps favorable, les coûts de production des énergies renouvelables — notamment de l'éolien terrestre et du solaire photovoltaïque — ont considérablement diminué au cours de la dernière décennie, portés par les progrès technologiques, la montée en puissance des filières industrielles et la baisse des coûts de financement. Toutefois, cette tendance s'est inversée depuis trois ans, avec un rebond marqué des prix. Désormais, les coûts de production pour ces technologies se situent généralement entre 45 et 80 €/MWh, selon les caractéristiques territoriales et les conditions d'implantation. En France, les projets les plus performants en solaire au sol se rapprochent du bas de cette fourchette, et l'éolien terrestre peut encore atteindre des niveaux compétitifs autour de 30 à 40 €/MWh dans les zones les plus favorables.

Alors que les renouvelables étaient jusqu'à récemment considérées comme les technologies les plus compétitives, les évolutions économiques récentes ont profondément rebattu les cartes. En 2024, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) estimait le coût moyen de production du photovoltaïque au sol entre 77 et 82 €/MWh, et celui de l'éolien terrestre entre 80 et 85 €/MWh — des niveaux qui rejoignent, voire dépassent, le coût du parc nucléaire historique, évalué autour de 60 à 61 €/MWh. Cette remontée des coûts s'explique par une conjonction de facteurs : hausse des taux d'intérêt, inflation sur les matières premières, tensions logistiques mondiales, et incertitudes géopolitiques. À cela s'ajoutent les mesures protectionnistes envisagées par l'Union européenne, telles que l'instauration de droits de douane sur les équipements solaires importés, principalement en provenance de Chine. Bien que ces mesures visent à relancer une filière européenne, elles pourraient à court terme alourdir le coût des projets et freiner leur déploiement.

Dans ce contexte, le paradoxe est notable : alors que la transition énergétique appelle une accélération massive des investissements, les filières renouvelables, historiquement en croissance rapide, se retrouvent temporairement désavantagées par rapport au parc nucléaire existant, déjà amorti et bénéficiant d'une certaine stabilité économique. En revanche, les nouveaux projets nucléaires, à commencer par les futurs réacteurs EPR2, restent confrontés à des coûts très élevés : les estimations actuelles oscillent entre 122 et 176 €/MWh. Pour en améliorer la compétitivité, le gouvernement et EDF ont prévu un schéma de financement spécifique, combinant un prêt bonifié de l'État et un contrat pour différence plafonnant le prix de vente de l'électricité à 100 €/MWh. Ce mécanisme vise à sécuriser les revenus du producteur tout en limitant les surcoûts pour les consommateurs.

Ainsi, la convergence progressive des coûts entre les grandes filières — nucléaire et renouvelables — souligne l'importance d'un arbitrage stratégique dans la planification du futur mix énergétique français. Le choix des technologies à soutenir ne peut plus reposer uniquement sur des considérations économiques instantanées, mais doit intégrer les temporalités de déploiement, les contraintes industrielles, la souveraineté énergétique et les objectifs climatiques de long terme.



3. Vers un mix électrique maximisant la part d'énergies renouvelables et à 100 % décarboné d'ici 2050

a. De 2025 à 2035 : une fragilité structurelle imposant une accélération drastique du développement des énergie renouvelables dans un contexte défavorable

- ***Une demande électrique stable du fait d'une neutralisation des dynamiques de sobriété d'une part et d'électrification des usages d'autre part :***

Si l'électrification des usages est engagée, leur mise en œuvre connaît encore d'importants retards. C'est en premier lieu le cas dans l'industrie alors que les principaux projets annoncés dans le cadre des contrats de transition écologique des 50 principaux sites émetteurs de CO2 n'ont été finalisés que fin 2023 avec comme première cible une réduction de 50% à l'horizon 2032. Cependant plusieurs projets, comme l'électrification des hauts-fourneaux d'ArcelorMittal Dunkerque, ont été tour à tour annoncés puis annulés avant d'être rétablis, parfois avec une ambition et un calendrier révisés.

C'est le cas également de l'électrification du parc de véhicules. Si l'arrivée massive de véhicules électriques chinois à faible coût a soutenu une filière en difficulté sur notre continent, les aides de l'Etat en matière de conversion ont été réduites tant en matière de prise en charge qu'en volume.

Ce n'est que face à la menace de la suppression des ZFE que le Gouvernement a repris des engagements modestes sur le leasing social pour les véhicules propres.

Le secteur du bâtiment, tertiaire comme résidentiel, est également confronté aux mêmes retards. En particulier pour le résidentiel, les changements réglementaires incessants affectant le dispositif MaPrimeRenov' et la propension systématique de Bercy d'en faire une réserve budgétaire en cours d'exercice ont limité le nombre comme la qualité des rénovations énergétiques réalisées.

Ce faisant, ces deux dynamiques d'électrification et de sobriété ont connu une trajectoire de progression modérée et se sont annulées mutuellement.

- ***La sensibilité spécifique du réseau à la rigueur climatique impliquant le maintien d'une capacité de production élevée :***

La sensibilité particulière du système électrique français à la rigueur climatique implique le maintien d'une capacité de production élevée, capable de faire face aux pics de consommation, notamment en période hivernale. Cette contrainte repose sur un phénomène bien connu : la thermosensibilité de la demande électrique. En France, celle-ci est particulièrement marquée en raison de la forte électrification du chauffage résidentiel, conséquence historique de la promotion du chauffage électrique dans les années 1970–1980, en lien avec le développement du parc nucléaire. Concrètement, cela signifie que la consommation d'électricité varie fortement avec la température extérieure : selon les estimations de RTE, chaque baisse d'un degré en hiver peut provoquer une hausse de la demande de 2 400 MW, soit l'équivalent de deux à trois tranches nucléaires.

Cette forte élasticité rend le système français vulnérable aux épisodes de froid, en particulier lorsqu'ils surviennent sur plusieurs jours sans production renouvelable significative (absence de vent ou de soleil). Dans un tel contexte, même si la consommation moyenne tend à diminuer grâce aux gains d'efficacité énergétique, la pointe de consommation reste un défi central pour l'équilibre du réseau. Pour y faire face, il est indispensable de maintenir des moyens de production pilotables, disponibles à tout moment, tels que les centrales nucléaires, les turbines à gaz, ou les centrales hydroélectriques à réservoir. Ce besoin de puissance mobilisable immédiatement impose de raisonner au-delà des seuls coûts moyens de production par MWh, en intégrant des paramètres essentiels comme la flexibilité, la capacité de pointe, la rapidité de mobilisation des moyens et, surtout, la résilience face aux aléas climatiques.

- ***Les risques pesant sur la disponibilité du parc nucléaire historique, sa capacité de prolongation et l'hypothèse d'une défaillance fatale d'un ou plusieurs réacteurs :***

Le parc nucléaire historique français, bien qu'il constitue encore la colonne vertébrale du système électrique (produit 65% de notre électricité), est exposé à plusieurs types de défaillances susceptibles d'affecter sa disponibilité et sa pérennité. Comme développé précédemment, sur le plan technique, les installations vieillissantes ont été confrontées à des phénomènes de corrosion sous contrainte, détectés dès 2021 sur plus de 16 réacteurs, provoquant des arrêts prolongés et une révision à la baisse de la production. Ces incidents viennent s'ajouter à des risques de fatigue thermique, de vieillissement de composants critiques tels que les générateurs de vapeur ou les cuves, et à des vulnérabilités du circuit de refroidissement.

En 2022, la disponibilité moyenne du parc s'est effondrée à 54 %, bien en deçà de la moyenne historique supérieure à 70 %, illustrant une perte d'agilité structurelle. Les aléas climatiques – notamment les canicules et sécheresses – accentuent ces tensions : en période estivale, plusieurs réacteurs doivent réduire leur puissance ou s'arrêter pour respecter les limites environnementales sur le rejet d'eau chaude, comme observé en 2022 et 2023.

Les nombreux défis industriels auxquels fait face EDF comporte également des risques organisationnels non négligeables : le manque d'effectif, les départs à la retraite massifs et la perte d'expertise menacent la qualité de maintenance et de conduite des installations.

Enfin, notre parc historique n'est pas à l'abri d'une défaillance dite « fatale » – qu'il s'agisse d'un défaut générique sur un palier entier de réacteurs, d'un accident sérieux, ou d'un choc réglementaire ou politique – pourrait entraîner la fermeture simultanée de plusieurs unités de production. Un tel scénario provoquerait une perte de capacité brutale, difficile à compenser dans un contexte de demande tendue, et pourrait compromettre à court terme la sécurité d'approvisionnement du pays.

- ***L'absence de nouvelle capacité de production électronucléaire installée (hors Flamanville 3) avant au mieux 2037 :***

La relance du nucléaire en France s'inscrit dans un temps long incompatible avec l'urgence énergétique et climatique. À ce jour, en dehors de l'achèvement récent de Flamanville 3, aucune nouvelle capacité électronucléaire ne sera opérationnelle avant 2037, au plus tôt.

Concernant les trois premières paires d'EPR2 annoncées en 2022, leur déploiement suit

un calendrier encore prévisionnel mais déjà structuré :

- Les deux premiers réacteurs seront construits à Penly. Le dossier d'autorisation de création (DAC) a été jugé recevable par l'ASN et l'IRSN fin 2023. Le démarrage des travaux est prévu pour 2027, avec une mise en service désormais attendue à l'horizon 2037, soit un glissement de deux ans par rapport à la cible initiale de 2035.

- La deuxième paire, qui doit être implantée à Gravelines, suit un calendrier décalé, avec une demande de DAC prévue pour 2026, ce qui laisse entrevoir une entrée en service autour de 2039-2040.

- La troisième paire, à Bugey, reste à un stade très préliminaire. Aucune procédure n'est enclenchée à ce jour, ce qui repousse tout démarrage possible au-delà de 2043, voire vers 2045.

Cette planification, étalée sur deux décennies, fait apparaître un décalage temporel préoccupant entre l'accroissement attendu de la consommation électrique à partir de 2030 et l'arrivée effective de nouvelles capacités nucléaires.

Cette situation soulève plusieurs enjeux majeurs pour la réussite de la relance nucléaire. En premier lieu, le décalage dans la mise en service des nouveaux réacteurs conduit à une dépendance accrue aux énergies renouvelables et au gaz pour assurer l'équilibre du système électrique dans l'intervalle. Si cette complémentarité est assumée dans les trajectoires de mix énergétique, elle n'est pas sans conséquences économiques et environnementales : recours et dépendance accrue au gaz importé et notamment de schiste, exposition à la volatilité des prix de marché, augmentation des émissions de CO_2, et perte partielle de souveraineté énergétique.

En parallèle, cette période de transition impose une sollicitation intense du parc nucléaire existant, dont les réacteurs doivent être prolongés dans de bonnes conditions de sûreté. Or, ce parc est confronté à des défis techniques croissants, liés notamment au vieillissement des installations et à l'apparition de phénomènes complexes comme la corrosion sous contrainte, qui ont conduit à des indisponibilités massives ces dernières années. Le maintien d'un haut niveau de disponibilité constitue donc un enjeu critique pour la sécurité d'approvisionnement.

À cela s'ajoutent des tensions fortes sur les compétences industrielles, qui représentent un facteur de risque structurel pour le programme EPR2. Le redémarrage de la filière repose sur la reconstitution rapide d'un tissu de compétences techniques dans des domaines sensibles tels que l'ingénierie, le génie civil nucléaire ou la soudure qualifiée. Le rapport souligne les difficultés à mobiliser des ressources humaines suffisamment nombreuses et expérimentées, dans un contexte de concurrence entre grands projets d'infrastructure et de départs massifs à la retraite. Le succès du programme dépendra de la capacité à structurer une filière industrielle robuste, coordonnée et attractive sur le long terme.

Enfin, la réussite du programme repose sur un pari de stabilité politique, réglementaire et financière, dans un secteur historiquement sensible aux revirements de politique énergétique. La gouvernance du projet devra être exemplaire pour éviter les dérives passées, qu'il s'agisse de retards, de surcoûts, ou de ruptures de chaîne industrielle. La visibilité et la constance des engagements publics seront déterminantes pour sécuriser l'investissement et garantir la montée en charge du programme.

En résumé, l'absence de nouvelles capacités électronucléaires installées avant 2037 constitue un goulot d'étranglement pour la transition énergétique française. La réussite du programme EPR2 suppose une planification rigoureuse, un pilotage industriel maîtrisé, et des investissements soutenus dans l'ensemble de la filière pour garantir sa viabilité à long terme.

- ***Un rythme insuffisant de développement des énergies renouvelables d'ici à 2035 au rythme actuel :***

Le développement des énergies renouvelables en France reste bien en deçà des trajectoires nécessaires pour atteindre les objectifs de neutralité carbone et assurer l'équilibre du système électrique à l'horizon 2035. Selon le rapport « Chiffres clés des énergies renouvelables 2024 » du ministère de la Transition écologique, la part des renouvelables dans la consommation brute d'électricité atteignait 23,7 % en 2022, loin de l'objectif de 40 % prévu dans la PPE (Programmation Pluriannuelle de l'Énergie) à l'horizon 2030.

Le Baromètre 2023 d'Observ'ER met également en évidence un retard préoccupant dans le rythme d'installation des nouvelles capacités, notamment pour l'éolien terrestre dont le développement est quasiment à l'arrêt depuis plusieurs années. À titre d'exemple, seulement 1,9 GW de nouvelles capacités renouvelables électriques ont été raccordées en 2022, alors qu'il faudrait tripler ce rythme annuel pour tenir les engagements climatiques. Les filières solaire et éolienne en mer progressent, mais demeurent très en retrait par rapport aux volumes nécessaires.

De plus, le rapport de la CRE sur les appels d'offres PPE 2 souligne que les volumes attribués restent souvent très inférieurs aux volumes mis en concurrence, en raison d'un manque de projets matures et de conditions économiques défavorables. Les appels d'offres se heurtent à des coûts d'investissement élevés, des délais de raccordement excessifs, des recours juridiques fréquents, et un manque de lisibilité sur la rentabilité à long terme, qui freinent l'engagement des développeurs.

À ces constats nationaux s'ajoutent les alertes formulées au niveau international par le rapport REN21 GSR 2024, qui rappelle que la part des combustibles fossiles dans la consommation d'énergie mondiale reste stable autour de 80 %, et que les émissions de CO_2 liées à l'énergie ont atteint un record en 2023. En France comme ailleurs, la lenteur du développement des ENR menace les objectifs climatiques, la sécurité d'approvisionnement, et retarde la sortie effective des énergies fossiles.

- ***Des problématiques d'acceptabilité sociale et d'accompagnement financier limitant le rythme de développement de l'éolien terrestre et du photovoltaïque :***

Le développement de l'éolien terrestre et du photovoltaïque en France est freiné par une série d'obstacles persistants, au premier rang desquels figurent des problématiques d'acceptabilité sociale, un cadre administratif complexe et des incertitudes économiques. L'éolien terrestre suscite de nombreuses oppositions locales, en particulier dans des zones rurales ou patrimoniales. À titre d'exemple, des projets ont été récemment rejetés en Bourgogne ou dans le parc naturel régional du Morvan, en raison de leur impact visuel perçu comme incompatible avec la préservation du paysage. En Bretagne, plusieurs maires se sont opposés à l'installation de nouvelles éoliennes en invoquant un « sentiment de saturation » du territoire.

Quant au photovoltaïque, certains projets de grande envergure suscitent la controverse lorsqu'ils impliquent des zones naturelles sensibles ou agricoles. C'est le cas, notamment, de la centrale projetée à Lazer (Alpes-de-Haute-Provence), sur une colline boisée, ou encore de projets dans le Sud-Ouest sur des terres agricoles, qui cristallisent les tensions autour de la question du foncier.

En outre, les conditions économiques rendent les projets plus difficiles à concrétiser. L'inflation, la hausse des taux d'intérêt et l'augmentation des prix des matériaux pèsent sur la rentabilité des installations.

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) note que les volumes réellement attribués lors des appels d'offres restent régulièrement inférieurs aux volumes proposés, en raison d'un manque de projets suffisamment matures ou de modèles économiques viables dans le contexte actuel. Ce ralentissement a des répercussions directes sur la trajectoire énergétique française : n'ayant pas atteint ses objectifs européens en matière de part d'énergies renouvelables en 2020, la France a dû acheter des « droits statistiques » à d'autres États membres plus avancés, comme la Suède ou le Luxembourg. Ce mécanisme, autorisé par les directives européennes, permet de compenser statistiquement un retard de production d'énergie renouvelable sans échange physique d'électricité, mais à un coût élevé, estimé à près de 500 millions d'euros par an.

Enfin, les lenteurs administratives constituent un autre point de blocage : au 30 septembre 2024, près de 13 GW de projets éoliens terrestres étaient toujours en attente d'instruction. À titre de comparaison, le parc éolien terrestre installé en France atteignait environ 21 GW fin 2023, ce qui signifie que les projets en attente représentent donc plus de la moitié de la capacité déjà installée, soulignant un potentiel de développement conséquent, mais encore largement entravé par des freins réglementaires ou sociaux. Pour remédier à cette situation, plusieurs pistes sont évoquées : une meilleure implication des collectivités locales dès la conception des projets, le développement de modèles participatifs ou citoyens, et des mécanismes incitatifs favorisant l'adhésion des riverains, comme des réductions sur la facture d'électricité ou des dispositifs de partage de la valeur. Faute de tels leviers, le rythme de développement des ENR risque de rester durablement inférieur aux trajectoires nécessaires pour respecter les engagements climatiques.

- ***Vers une production de pointe décarbonée - biogaz, biomasse et hydrogène comme solutions complémentaires :***

Parmi les leviers disponibles pour répondre aux besoins de pointe, le biogaz, la biomasse et l'hydrogène constituent des solutions particulièrement intéressantes, car elles permettent une production d'électricité pilotable, décarbonée et issue de ressources locales pour les deux premières. Le biogaz, issu principalement de la fermentation des déchets organiques (résidus agricoles, biodéchets, boues de stations d'épuration), peut être valorisé localement, soit par injection dans le réseau de gaz naturel, soit via des unités de cogénération produisant simultanément électricité et chaleur. Fin 2023, la puissance installée dans ce secteur s'élevait à environ 600 MW, avec seulement 32,8 MW supplémentaires en projet, témoignant d'un développement encore modeste. Concernant le biométhane, la production injectée atteignait 11,8 TWh/an, avec une trajectoire à court terme de 14 TWh, encore bien éloignée de l'objectif de 50 TWh fixé à l'horizon 2030.

La biomasse solide composée principalement du bois et des résidus végétaux contribue déjà à la production électrique, notamment dans des centrales reconfigurées comme celles de Cordemais et Gardanne. Cette filière, bien que mobilisable rapidement, reste confrontée à plusieurs limites : disponibilité contrainte des ressources, concurrence avec d'autres usages (alimentaires, forestiers), coûts de production élevés et acceptabilité locale parfois faible.

Ces chiffres montrent que, malgré leur potentiel, ces filières ne sont pas encore en mesure de couvrir à elles seules les besoins croissants en production de pointe dans un système de plus en plus décarboné. Pour qu'elles puissent jouer pleinement leur rôle, leur développement devra s'accompagner de politiques publiques ambitieuses, d'une meilleure valorisation des déchets et d'une structuration territoriale renforcée.

Dans cette perspective, l'hydrogène apparaît comme un complément stratégique. À l'heure actuelle, aucune centrale de grande capacité (de l'ordre de 600 GWh) fonctionnant à l'hydrogène n'est en service. Or, le développement de ce type d'infrastructure serait crucial pour répondre aux pics de consommation, souvent concentrés sur quelques heures ou jours dans l'année. L'hydrogène, en tant que vecteur énergétique stockable et convertible en électricité à la demande via des turbines ou des piles à combustible, présente un fort potentiel de flexibilité. Contrairement aux ressources biomasse, il ne dépend pas d'un gisement local limité, mais peut être produit à partir d'électricité renouvelable excédentaire, stockée sur le long terme, puis mobilisé rapidement. Ainsi, en complément des solutions existantes, l'hydrogène pourrait contribuer de manière décisive à la stabilité du système électrique et à la sécurisation de l'approvisionnement en période de tension.

En définitive, si le biogaz et la biomasse représentent des solutions déjà disponibles, bien que limitées par leurs gisements locaux et leur développement encore embryonnaire, l'hydrogène, lui, ouvre la voie à une production de pointe plus flexible à moyen terme. La diversité de ces leviers doit être envisagée comme complémentaire au service d'un mix électrique décarboné et résilient. Leur montée en puissance progressive constitue l'un des fondements de la sécurisation du système électrique dans un contexte de forte variabilité de la production renouvelable.

b. De 2035 à 2050 : l'atteinte de la neutralité carbone par la poursuite du déploiement des énergies renouvelables à un rythme soutenu et un nouveau nucléaire de transition

- ***La mise en ligne progressive des capacités de production éoliennes en mer avec un objectif à terme de 45 gigawatts de puissance installée :***

Le secteur de l'éolien, notamment offshore, traverse une période de ralentissement à l'échelle mondiale. Ce phénomène s'explique à la fois par un contexte géopolitique particulièrement instable, qui crée une forme d'attentisme dans les investissements, et par la complexité croissante des procédures administratives. L'éolien en mer est le premier à subir les conséquences de cette situation, alors même qu'il représente un levier majeur pour la transition énergétique de la France.

Face à cette réalité, la France ne peut se permettre d'être dépendante des grandes puissances industrielles comme la Chine ou les États-Unis pour son approvisionnement énergétique ou pour les composants stratégiques de sa production d'énergie renouvelable. Il est donc impératif de structurer une filière nationale et européenne robuste, souveraine et compétitive.

La montée en puissance de l'éolien en mer représente un pilier stratégique de la transition énergétique française. À ce jour, trois parcs sont en service – Saint-Nazaire, Saint-Brieuc et Fécamp – totalisant une puissance d'environ 1,5 GW. D'ici à 2028, plusieurs projets viendront s'y ajouter, dont ceux de Dieppe-Le Tréport, Yeu-Noirmoutier et Dunkerque, portant la capacité installée à environ 3,5 GW. À plus long terme, la France ambitionne de déployer quelque 50 parcs éoliens en mer pour atteindre 45 GW à l'horizon 2050. Cette dynamique s'inscrit dans un cadre européen plus large visant 60 GW de capacité offshore dès 2030 et 300 GW à l'échelle de l'Union en 2050.

Il est donc urgent de prioriser plusieurs axes d'intervention. Chaque fois qu'une solution française existe dans le domaine des énergies renouvelables, celle-ci doit être privilégiée dans les appels d'offres publics et les dispositifs de soutien. À défaut, des solutions européennes doivent être retenues, afin de renforcer l'autonomie industrielle du continent. Cela suppose de revoir les modalités d'attribution des projets de parcs éoliens en mer ainsi que les cahiers des charges techniques, pour y intégrer des critères de localisation, de traçabilité des composants, et de respect des normes sociales et environnementales.

Un objectif clair devrait être fixé : exiger que 80 % au minimum des composants des éoliennes soient produits en Europe, dans le respect des standards européens. Cette exigence permettrait de stimuler la réindustrialisation, de soutenir l'emploi qualifié, et de réduire l'empreinte environnementale des chaînes d'approvisionnement.

Enfin, la filière a besoin d'un calendrier précis, crédible et stable des futurs projets à venir. Donner de la visibilité aux industriels est une condition *sine qua non* pour qu'ils engagent les investissements nécessaires dans les capacités de production, les compétences et l'innovation. Sans cette visibilité, la France prendrait le risque de rater le tournant de l'éolien en mer, alors même qu'elle dispose d'un potentiel exceptionnel sur l'ensemble de son littoral.

L'éolien, même en mer, demeure, comme toutes les énergies renouvelables, dépendant

des conditions météorologiques. Les périodes prolongées de vents faibles, notamment lors d'épisodes anticycloniques en hiver, peuvent fortement réduire la production sur plusieurs jours, précisément lorsque la demande est la plus élevée. Cette variabilité rend indispensable la mise en place de moyens de production pilotables capables de prendre le relais immédiatement, afin d'éviter toute tension sur le réseau. Par ailleurs, la prévisibilité limitée de la production éolienne accroît la complexité de la gestion en temps réel du système électrique. Dans ce contexte, l'éolien en mer ne peut constituer une solution autonome, mais doit s'inscrire dans une architecture plus large articulant différentes technologies : biogaz, biomasse, stockage, hydraulique et, à terme, centrales à hydrogène. C'est cette complémentarité technologique qui permettra de conjuguer ambitions climatiques et sécurité d'approvisionnement.

- ***La poursuite du déploiement des capacités photovoltaïques au sol, en toiture et sur ombrières et la poursuite modérée de la montée en capacité de la production d'éolien terrestre :***

La France dispose d'un potentiel significatif pour le développement des énergies renouvelables, notamment en matière de photovoltaïque et d'éolien terrestre. Selon une étude de l'ADEME, les zones délaissées et les parkings présentent un gisement photovoltaïque estimé à 53 GWc, réparti à 93 % sur les zones délaissées (49 GWc) et 7 % sur les parkings (4 GWc), soit environ six fois la puissance photovoltaïque installée à ce jour. Ce potentiel est principalement constitué de sites de taille modeste, 70 % d'entre eux offrant une capacité comprise entre 0,5 et 2,5 MWc.

La montée en capacité de l'éolien terrestre en France devrait se poursuivre à un rythme modéré dans les prochaines années. Fin 2023, environ 21 GW étaient installés sur le territoire, un niveau qui reste inférieur à celui de pays comparables comme l'Allemagne (plus de 58 GW) ou l'Espagne (environ 30 GW), malgré un potentiel équivalent. Les objectifs fixés par la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) prévoient une progression vers 24,1 à 25,9 GW à l'horizon 2028, soit une croissance annuelle moyenne de 500 à 800 MW – un rythme inférieur à celui observé durant les années 2010, où les mises en service dépassaient régulièrement 1 GW par an. Ce ralentissement s'explique par plusieurs freins structurels persistants. L'acceptabilité locale reste un enjeu central, avec de nombreuses oppositions, notamment dans les zones à forte densité de population ou à valeur patrimoniale. À cela s'ajoutent des contraintes réglementaires nombreuses tels que les servitudes militaires, les radars météo, les zones naturelles protégées, les règles d'urbanisme qui réduisent fortement les zones disponibles. Le développement est également freiné par la complexité des procédures administratives, qui génèrent des délais moyens supérieurs à sept ans entre le dépôt d'un projet et sa mise en service. Dans ce contexte, l'accent est désormais mis sur une évolution qualitative du secteur : repowering d'anciens parcs, meilleure intégration paysagère, mutualisation avec des usages agricoles ou photovoltaïques, et innovations technologiques (éoliennes plus silencieuses et performantes, adaptées à des régimes de vent faibles). Cette dynamique vise à maintenir la contribution de l'éolien terrestre à la transition énergétique, tout en tenant compte des spécificités du territoire français.

Pour atteindre les objectifs de la transition énergétique, il est essentiel de mobiliser ces gisements en tenant compte des contraintes techniques, économiques et sociales. Le développement du photovoltaïque sur des zones délaissées et des parkings permet

d'utiliser des terrains avec peu d'enjeux d'usage des sols, tandis que l'éolien terrestre nécessite une approche concertée pour assurer son intégration harmonieuse dans les territoires. Ces efforts contribueront à augmenter la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique français, conformément aux objectifs nationaux de réduction des émissions de gaz à effet de serre et d'augmentation de la part des énergies renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie.

- ***L'atteinte du plein potentiel de production hydraulique (hydroélectrique et hydrolien) :***

Le développement des filières hydrauliques, qu'il s'agisse de l'hydroélectricité ou de l'hydrolien, constitue un levier stratégique dans la transition vers un mix électrique plus décarboné et résilient. Si l'hydroélectricité représente aujourd'hui la principale source renouvelable en France, avec environ 25,7 GW de puissance installée et une production annuelle de 60 TWh, son potentiel de croissance semble limité. Toutefois, plusieurs mesures permettent encore d'en améliorer la contribution. La modernisation des installations existantes via le remplacement des turbines, l'optimisation des débits turbinables ou encore la digitalisation des systèmes de gestion pourrait accroître l'efficacité du parc sans nécessiter de nouveaux barrages. Le développement ciblé de la petite hydroélectricité, sur des sites aujourd'hui non équipés mais identifiés comme techniquement exploitables, pourrait ajouter entre 2 et 3 TWh/an à la production nationale, selon les estimations de l'ADEME. Enfin, les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP), particulièrement précieuses pour l'équilibrage du réseau et le stockage à grande échelle, mériteraient d'être étendues ou modernisées. La pleine valorisation de ce potentiel repose toutefois sur un cadre réglementaire assoupli, une meilleure coordination entre les acteurs publics et privés, ainsi qu'une conciliation rigoureuse avec les exigences de préservation des milieux aquatiques.

En complément l'émergence de l'hydrolien apporte une solution pour produire de l'énergie décarbonée en valorisant l'énergie cinétique des courants marins. Le projet Flowatt, situé dans le raz Blanchard au large du Cotentin, prévoit l'installation de six turbines hydroliennes pour une puissance totale de 17 MW, avec une mise en service attendue à l'horizon 2027. Ce démonstrateur ambitionne d'alimenter près de 20 000 habitants, et témoigne de la volonté de structurer une véritable filière industrielle française. À moyen terme, le potentiel exploitable de l'hydrolien est estimé entre 2 et 3 GW sur le territoire national, notamment dans les zones à forts courants de la Manche, de la Bretagne ou du golfe du Morbihan. D'autres formes d'énergies marines renouvelables, comme l'énergie houlomotrice et marémotrice font également l'objet de recherches, bien qu'elles soient encore au stade exploratoire. Leur régularité et leur forte prédictibilité en font des compléments prometteurs aux énergies intermittentes, à condition de surmonter les défis techniques et économiques.

En somme, même si l'hydroélectricité a déjà atteint un degré élevé de maturité, et que l'hydrolien reste en phase de déploiement progressif, les deux filières présentent un potentiel stratégique à activer. Leur développement concerté permettrait non seulement d'accroître la part d'électricité renouvelable pilotable, mais aussi de renforcer la flexibilité du système électrique dans un contexte de forte variabilité de la demande et de montée en puissance des énergies intermittentes.

- ***Livraison entre 2037 et 2045 des six nouveaux EPR de 2e génération :***

Selon les éléments analysés par la Cour des comptes dans son rapport de janvier 2025, le calendrier prévisionnel de mise en service des nouveaux réacteurs EPR 2 s'étend de 2037 à 2045, avec une montée en cadence progressive du programme.

La première paire de réacteurs est prévue sur le site de Penly (Seine-Maritime) sur lequel le démarrage effectif des travaux n'est pas attendu avant 2027, après une phase de préparation administrative, technique et industrielle. À ce jour, EDF vise une mise en service du premier EPR2 à l'horizon 2037, en tenant compte d'un délai de construction de dix ans à partir du début du chantier. La seconde unité de Penly suivrait dans les mois suivants, dans une logique de duplication accélérée. Les deux autres sites identifiés pour les deux paires suivantes sont Gravelines (Nord) et Bugey (Ain). Selon les projections du rapport, les chantiers y seraient engagés à partir de 2030-2032, avec des livraisons échelonnées jusqu'en 2045. Ce rythme suppose toutefois que les conditions de réussite soient réunies : une gouvernance stabilisée, une capacité industrielle suffisante, une ingénierie consolidée, et un retour d'expérience pleinement intégré depuis les déboires du chantier de Flamanville 3.

La construction de ces six EPR2 s'inscrit dans un objectif plus large de transformation du mix électrique français. À l'horizon 2050, la France ambitionne une production annuelle d'électricité de 645 à 730 TWh, afin de couvrir les besoins croissants liés à l'électrification des usages (mobilité, industrie, chauffage). Dans cette trajectoire, le nucléaire est appelé à jouer un rôle central, en représentant environ 50 % de la production électrique nationale. Les six EPR2 devraient à eux seuls apporter une puissance installée d'environ 10 GW (chaque réacteur développant 1 650 MW), soit près de 70 TWh par an, ce qui couvrirait à terme environ 10 % de la production totale projetée. Cette contribution, bien que significative, ne compensera que partiellement le déclin progressif du parc nucléaire existant, dont plusieurs réacteurs atteindront 60 ans de fonctionnement dans les décennies à venir. Ces éléments démontrent donc l'importance d'une planification coordonnée entre prolongation du parc actuel, montée en puissance des EPR2, et développement massif des énergies renouvelables pour garantir la sécurité d'approvisionnement et la décarbonation du mix français.

La Cour souligne que ce calendrier est « ambitieux mais incertain », en particulier au regard des difficultés rencontrées par le passé sur les chantiers de type EPR. Elle insiste sur la nécessité de ne pas reproduire les erreurs de pilotage, de coordination des sous-traitants, et de sous-estimation des risques industriels et réglementaires. En résumé, la fenêtre 2037-2045 constitue la trajectoire cible pour la livraison des six EPR2. Elle est à la fois un marqueur du retour d'ambition de la filière nucléaire française et un test de crédibilité pour sa capacité à délivrer un programme de grande ampleur dans les temps, sans nouveaux dérapages.

- ***Mise hors service (phase out) à compter de 2040 des réacteurs du parc historique les plus anciens ou les plus dégradés selon la pertinence économique et la faisabilité de la prolongation de leur exploitation au-delà de 60 ans :***

À partir de 2040, la mise hors service progressive des réacteurs les plus anciens ou les plus dégradés du parc nucléaire historique est envisagée, en fonction de leur état

technique, de leur rentabilité économique et de la faisabilité de leur prolongation au-delà de 60 ans. Cette perspective s'inscrit dans l'annonce de Cédric Lewandowski, directeur exécutif d'EDF, qui a affirmé viser une durée de vie de 60 ans pour l'ensemble du parc, sous réserve de l'accord de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) et de la réalisation des investissements nécessaires.

La quatrième visite décennale (VD4), actuellement en cours sur de nombreux réacteurs, constitue une étape critique. Elle engage d'importants travaux de modernisation et une mise à niveau des installations face aux exigences de sûreté post-Fukushima, permettant de viser une prolongation jusqu'à 50 ans de fonctionnement. C'est à l'issue de cette étape qu'un premier tri s'opérera entre les réacteurs susceptibles d'être prolongés jusqu'à 60 ans, et ceux pour lesquels cela ne serait ni techniquement ni économiquement pertinent.

La question de la prolongation au-delà de 60 ans se pose également, bien qu'elle demeure incertaine à ce stade. Si aucun réacteur français n'a encore franchi ce seuil, l'expérience internationale, en particulier celle des États-Unis, montre que cette ambition est envisageable sous conditions. L'autorité de sûreté américaine (NRC) a déjà accordé des autorisations de fonctionnement jusqu'à 80 ans à plusieurs réacteurs, sur la base de programmes de maintenance rigoureux, d'un suivi renforcé du vieillissement des matériaux, et de modélisations précises de la tenue dans le temps des composants non remplaçables (notamment la cuve). Ces décisions s'accompagnent de conditions strictes en matière de contrôle périodique, de renouvellement d'équipements et d'adaptation aux standards de sûreté contemporains.

En France, EDF a amorcé des études exploratoires en vue d'une telle hypothèse, mais la faisabilité technique, réglementaire et économique d'une prolongation au-delà de 60 ans dépendra fortement des retours d'expérience en cours, notamment à l'issue des VD3 et de l'évolution des exigences de l'ASN. Une quatrième visite décennale devrait être prévue dans ce scénario, dans un cadre réglementaire encore à construire. L'enjeu est d'autant plus important que la livraison des six nouveaux EPR2, prévue entre 2037 et 2045, ne suffira pas à compenser intégralement les capacités appelées à sortir du parc historique si une part significative d'entre elles n'est pas prolongée.

La transition vers un nouveau mix électrique, associant nucléaire de nouvelle génération et renouvelables, suppose donc une planification fine du "phase-out" des réacteurs existants, appuyée sur une évaluation rigoureuse de la sûreté, des coûts et de l'acceptabilité. La prolongation à 60 ans représente une variable d'équilibre cruciale, tandis que la perspective d'aller au-delà ouvre une marge stratégique supplémentaire, encore incertaine mais à explorer avec sérieux.

c. Au-delà de 2050 : la poursuite d'un mix énergétique tendant vers 100 % d'énergies renouvelables

Au-delà de 2050, toute stratégie énergétique comporte nécessairement un aléa technologique majeur, tant quant à la réalité de la maturation de certaines technologies, notamment de stockage et de pilotage du réseau, que s'agissant de l'émergence de nouvelles technologies. C'est en particulier le cas des perspectives éventuelles en matière de fusion nucléaire qui pourrait rebattre les cartes du fait du moindre risque lié à l'exploitation de telles centrales et de la limitation des enjeux liés aux déchets nucléaires.

- ***Poursuite du déploiement et du renouvellement générationnel des capacités installées de production d'énergies renouvelables :***

Nous l'avons développé *supra*, le cadre technologique attendu d'ici 2050 ne permet pas d'envisager de nous passer d'un socle de production électrique assise sur un mix entre le parc nucléaire historique le plus récent et un nouveau parc électronucléaire. Il s'agit à la fois d'assurer une pilotabilité de la production et un équilibrage du réseau que nos capacités de stockage et logiciels de pilotage actuels ne permettent pas.

Au-delà de cette échéance, avec le développement de plusieurs technologies de stockage précitées et un recours accru à l'intelligence artificielle pour assurer un pilotage permanent et agile d'un réseau, jusqu'aux capacités de production les plus capillaires, il devient envisageable de tendre vers une capacité de production intégralement renouvelable.

Dès lors que cela serait techniquement possible, sans risque pour la stabilité du réseau et nos capacités d'approvisionnement, un tel objectif pourrait être souhaitable dès lors qu'il écarte les enjeux de sécurité, de sûreté et de gestion des déchets propres au parc électronucléaire.

Il s'agirait également d'une solution économiquement plus compétitive au regard des coûts actuels et prévisibles du nouveau nucléaire comparé aux énergies renouvelables. D'autant qu'on peut aisément imaginer que ces dernières technologies continueront de bénéficier d'économies liées à la recherche et au développement.

- ***Poursuite du phase out du parc nucléaire historique qui sera intégralement déconnecté à l'horizon 2060-2070 :***

Dans cette hypothèse, la poursuite de la montée en puissances des énergies renouvelables par l'implantation de nouvelles capacités et le rééquipement permet d'entamer la sortie du parc électronucléaire historique restant à compter de 2060 sans installation de capacités nouvelles. Le nouveau parc continuant d'apporter un socle de production et de stabilisation le temps de la maturation des technologies de stockage et de pilotage.

Le développement d'une filière française du démantèlement de centrales électronucléaires et de conversion de sites pourra se développer à compter de la décennie 2040 et atteindre sa pleine maturité à ce moment là, plaçant à nouveau la France en position de force sur la scène internationale pour l'obtention de tels marchés sur des centrales à l'étranger. C'est aussi une manière d'assurer un maintien d'un certain nombre de compétences et de savoirs-faire dans l'hypothèse d'une confirmation de

la viabilité industrielle et économique des technologies de fusion nucléaire.

- ***Début du phase out des véhicules automobiles thermiques :***

Les premières décennies au-delà de 2050 devraient également être marquées par la sortie accélérée des véhicules thermiques du parc de véhicules, entraînant tout à la fois une augmentation progressive de la demande électrique, qui aura été anticipée, mais également des capacités nouvelles de pilotage et d'équilibrage du réseau en utilisant ces véhicules, lorsqu'ils sont connectés à leur borne de rechargement, comme envisagé dans le rapport de RTE sur les futurs énergétiques.

C'est également à cette échéance, du fait de la réduction progressive du parc électronucléaire, que nous passerons d'une ère de la décarbonation à une ère du renouvelable, où les dernières énergies de transition seraient progressivement remplacées par des solutions exclusivement renouvelables.

Naturellement, ces perspectives demeurent à ce stade contingentes de nombreux facteurs financiers, technologiques et politiques qui en font d'abord un horizon souhaitable avant d'être un objectif de notre stratégie énergétique.

4. Les conditions pour faciliter le déploiement rapide des énergies renouvelables

a. L'amélioration du partage territorial de la valeur

- ***Dispositions de la loi APER portées par les députés Socialistes et apparentés :***

Le déploiement des énergies renouvelables en proximité des habitations, qu'il s'agisse de l'éolien terrestre, de géothermie ou de certaines implantations de production d'énergie solaire, nécessiteront une incitation financière visible pour les riverains. Grâce à notre groupe, la loi d'accélération de la production d'énergies renouvelables de 2023 a ouvert la voie vers un meilleure partage territorial de la valeur en imposant un retour aux collectivités territoriales d'implantation de ces installations d'une partie de la valeur ajoutée produite et en fléchant ces fonds vers des projets concourant à la transition énergétique ou à la lutte contre la précarité énergétique. Il est plus aisé d'accepter de nouveaux mats éoliens si votre intercommunalité dispose en contrepartie de dispositifs ambitieux pour financer le remplacement de votre véhicule par un véhicule propre ou l'isolation de votre maison.

- ***Refonte de la fiscalité affectée aux collectivités territoriales et notamment de l'IFER :***

Il en va de même de la fiscalité qui doit être fléchée vers les collectivités territoriales compétentes en matière de développement économique et de transition écologique que sont le bloc communal et les régions. À cet égard, il est incohérent que les départements perçoivent près du tiers du produit de l'IFER éolien alors qu'elles n'exercent aucune compétence en lien avec l'énergie ou la transition énergétique, du moins au regard de leurs compétences de droit commun.

Refondre ces impositions et notamment l'IFER, c'est également soutenir les projets que portent les collectivités locales au bénéfice de leurs habitants et contribuer ainsi, là encore à l'acceptabilité sociale de tels projets. Une part de la fiscalité qui découle de l'éolien en mer par exemple pourrait ainsi aider à financer les projets de construction ou de renouvellement de digues, formes de radoub, canaux et autres installations préservant les communes littorales des risques de submersion marine, d'inondation ou d'érosion du trait de côte.

Lors du salon « Floating Offshore Wind Turbines » (FOWT) consacré à l'éolien flottant, plusieurs régions partenaires ont exprimé le besoin d'une réforme en profondeur de la répartition de la taxe éolienne versée aux communes littorales ayant une visibilité directe sur les turbines. Ces territoires estiment à juste titre que cette fiscalité devrait bénéficier aux collectivités qui acceptent et soutiennent l'implantation de projets éoliens en mer. Aujourd'hui, cette taxe est répartie à hauteur de 50 % pour les communes, 35 % pour les comités des pêches, 10 % pour l'Office français de la biodiversité et 5 % pour la SNSM. Une révision de cette répartition permettrait de mieux accompagner le développement de la filière, en renforçant les retombées fiscales sur les territoires qui s'engagent concrètement dans cette transition. Cette demande mérite d'être instruite rapidement pour déterminer la position à adopter à l'échelle nationale.

- ***Enjeu de péréquation des surfaces artificialisées dans le cadre du ZAN :***

Dans le cadre de la mise en oeuvre des objectifs de réduction de l'artificialisation des sols, il sera essentiel de mettre en oeuvre un mécanisme de péréquation des surfaces artificialisées afin que les territoires qui bénéficient de ces capacités de production nouvelles, sans les accueillir, puissent rendre à ces territoires qui participent à l'effort national des droits à artificialiser permettant des possibilités de développement justes et équilibrées. Il en va de même pour les territoires accueillant certaines implantations industrielles.

b. L'amélioration de la gouvernance locale des projets

- ***Favoriser les projets qui s'inscrivent dans les zonages locaux et appels d'offre nationaux :***

Si l'État et la commission de régulation de l'énergie ont vocation à assurer le pilotage des nouvelles capacités de production au travers des appels d'offre émis par cette dernière, il importe de créer un cadre réglementaire et fiscal favorable et incitatif pour garantir un développement de ces capacités au sein de la géographie qui aura été définie par les élus locaux dans les documents de planification et d'urbanisme. C'est en particulier le cas pour les zones d'accélération des énergies renouvelables.

Cela suppose également que la CRE veille à réserver et conditionner ses appels d'offre nationaux et régionaux aux zones délimitées pour le développement des énergies renouvelables.

En mettant ainsi fin au far west qui a pu présider trop souvent au développement de l'éolien terrestre, notamment dans le nord de la France, nous créerons les conditions pour que nos concitoyens accueillent favorablement le développement et le rééquipement de telles installations.

- ***Soutenir les projets de production d'énergies renouvelables individuels ou collectifs portés par les citoyens et les collectivités territoriales :***

Parfois même des citoyens seront à l'initiative de tels projets. Il importe là aussi de simplifier et de clarifier la législation pour favoriser le développement de capacités de production portées par les particuliers, individuellement et collectivement, comme par les collectivités territoriales.

Pour peu naturellement, qu'elles respectent les orientations citées précédemment.

L'État devra mettre en œuvre là aussi un cadre réglementaire, tarifaire et fiscal adapté qui permette le développement de tels projets et leur viabilité économique. Ce cadre devra également prévoir des garde-fous en matière de gestion foncière pour éviter une course spéculative qui amènerait tout propriétaire d'un bout de terrain à s'imaginer en rentier d'une société énergétique, au risque d'un conflit d'usages en matière de sols, en particulier s'agissant des besoins agricoles. De ce point de vue, le cadre de développement de l'agrivoltaïsme auquel nous avons largement contribué doit être renforcé s'agissant de la maîtrise du prix du foncier équipé.

SYNTHÈSE DE NOTRE STRATÉGIE ÉNERGÉTIQUE

La France s'est assignée depuis près de dix ans des objectifs de décarbonation de son mix énergétique et de réduction de ses émissions de gaz à effet de serre, en lien avec ses engagements internationaux et le cadre européen.

Elle n'a cependant jamais conçu de **stratégie globale de transition énergétique permettant concrètement d'atteindre ces objectifs** dans le calendrier fixé, c'est-à-dire à l'horizon 2050. Les annonces successives, trop souvent contradictoires voire orthogonales comme pour le nucléaire, ont participé d'un stop and go permanent empêchant le développement ou la viabilisation de filières nationales industrielles dans les renouvelables et induisant un effritement des savoir-faire et des capacités industrielles dans le nucléaire.

La relance des économies à l'issue de la pandémie de Covid-19 et le choc qu'a constitué la guerre en Ukraine pour les usages énergétiques de l'Europe ont fait de l'accès à une énergie décarbonée et compétitive le cœur des stratégies de souveraineté économique des grandes puissances.

La transition énergétique n'est plus uniquement un enjeu d'adaptation au changement climatique et d'atténuation de ses effets mais une urgence pour conserver ou développer des filières industrielles compétitives, préserver le pouvoir d'achat des ménages et réduire sa dépendance aux grands exportateurs de matières fossiles.

Face à l'urgence, la France s'est lancée dans une succession de lois depuis 2019 (Énergie et climat, climat et résilience, APER, nouveau nucléaire, etc.) dont l'objet est tout à la fois la sobriété des usages et l'accélération du développement des énergies décarbonées. **Ces textes ont cependant été adoptés en silo, sans jamais dresser de vision d'ensemble** et sans jamais que les moyens budgétaires nécessaires ne soient mobilisés, quand ils n'étaient pas rabotés.

À l'heure de fixer, enfin, une stratégie de transition énergétique, les non-choix ou renoncements passés font du pragmatisme le fil rouge de notre stratégie.

Ce pragmatisme n'est pas un renoncement, c'est la nécessité de faire de **la viabilité économique, industrielle, budgétaire et sociétale les déterminants de nos choix,** tout en préservant à tout moment la sécurité de notre réseau et nos capacités d'approvisionnement.

Le développement des énergies renouvelables a pris un retard considérable, faisant de la France le seul État membre à ne pas avoir atteint les objectifs assignés par la Commission européenne fin 2023. Or **l'électrification des usages est une condition essentielle de la décarbonation et de la réduction de nos gaz à effet de serre.**

Parallèlement, notre parc nucléaire historique est vieillissant, connaît des fragilités qui ont largement affecté la production en 2022 et la viabilité de sa prolongation à 60 ans d'exploitation et surtout au-delà demeure incertaine.

Afin de tenir nos objectifs de décarbonation aux horizons 2035 et 2050, d'assurer notre sécurité d'approvisionnement et la stabilité du réseau du fait de l'immaturité de certaines technologies de pilotage et de stockage et, enfin, d'accompagner le début du renouvellement du parc historique face à l'insuffisance des capacités renouvelables, **un nouveau programme électronucléaire s'est imposé.**

Ce nouveau programme, de six ou huit réacteurs, ne pourra néanmoins être qu'une passerelle, pour absorber l'effet falaise du phase out du parc des réacteurs de 900 MWh à compter de 2040, alors que le développement des renouvelables à cette échéance sera encore insuffisant, notamment face à l'accélération de l'électrification des usages.

Une passerelle d'abord en raison des doutes sérieux sur la capacité d'EDF à mener à bien un tel programme, sans envisager même d'aller au-delà, en matière industrielle et financière.

Une passerelle ensuite du fait du prix élevé de sortie du nouveau nucléaire qui rend un programme plus important peu viable économiquement au regard des enjeux de compétitivité du prix de l'électricité pour nos industriels et de pouvoir d'achat pour les ménages.

Là où le nouveau nucléaire confortera un socle de production pilotage qui sécurise le réseau, avec l'hydroélectricité, le renouvelable apportera un tarif attractif qui permettra un prix de sortie du système électrique adapté à nos besoins.

Parallèlement, **le développement des renouvelables est une nécessité absolue, pour participer à notre décarbonation** mais aussi pour accompagner la montée en puissance des usages électriques puis la sortie progressive du parc nucléaire historique. Cette accélération du développement des renouvelables devant se faire sans délai, dès lors qu'aucune capacité nouvelle en matière électronucléaire n'est attendue avant 2037 au mieux.

Afin d'assurer le développement des énergies renouvelables, **un cadre réglementaire, financier et fiscal favorable, décliné tout au long de ce rapport, sera nécessaire.**

De même, l'État devra offrir des perspectives de long terme permettant la structuration de filières industrielles françaises ou a minima européennes, permettant de ne pas échanger une dépendance pour une autre, de la Russie vers la Chine notamment.

Ces objectifs sont atteignables mais nécessitent, d'urgence, **une loi de planification pour les 25 prochaines années.**

Ceci est la contribution des député·es Socialistes et apparentés à cette démarche.

La chronologie de notre stratégie →

CHRONOLOGIE DE NOTRE STRATÉGIE ÉNERGÉTIQUE

2025 – 2038 : sortir de la fragilité structurelle par une accélération drastique des renouvelables et le lancement d'un nouveau nucléaire ciblé

La priorité immédiate est d'éviter l'effet « falaise » lié au vieillissement du parc nucléaire historique : 32 des 57 réacteurs auront franchi les 40 ans d'exploitation dès 2025. La prolongation à 60 ans doit être poursuivie sous contrôle de l'ASN, mais ne peut suffire. Il est donc indispensable de lancer un nouveau programme électronucléaire de transition ciblé, avec huit EPR2 (13,2 GW), tout en misant sur un développement accéléré des énergies renouvelables.

Ce calibrage permet de maintenir une capacité de production pilotable, sans créer de dépendance excessive au nouveau nucléaire, plus coûteux (125 €/MWh) que les ENR (60–80 €/MWh) ou le nucléaire amorti (60 €/MWh). Parallèlement, la France doit massivement investir dans les technologies de stockage, la flexibilité du réseau et la modernisation des infrastructures électriques.

Les petits réacteurs modulaires (SMR) ne peuvent, à ce stade, faire l'objet d'une programmation chiffrée. Leur déploiement éventuel dépendra d'une doctrine d'emploi claire, de la validation technologique et de leur compatibilité avec les exigences de sûreté. La recherche fondamentale, y compris sur la fusion, doit être soutenue sans orientation technologique imposée.

2038 – 2050 : l'atteinte de la neutralité carbone par la poursuite du déploiement des énergies renouvelables et la mise en service de 8 réacteurs EPR supplémentaires

Alors que les premières tranches de réacteurs 900 MW atteindront l'âge de 60 ans en 2038, la France devra pouvoir compter sur un socle de production assuré par les 8 EPR2 et sur un système électrique reposant majoritairement sur les énergies renouvelables. Ces dernières devront avoir atteint un niveau de maturité et de déploiement suffisant, appuyé par des technologies de stockage à grande échelle et une gestion intelligente du réseau.

Le maintien d'une capacité de production pilotable de 29 GW devient l'objectif stratégique, permettant d'absorber la variabilité des renouvelables et de garantir l'équilibre offre-demande. Aucun programme nucléaire supplémentaire ne doit être engagé au-delà de ces huit réacteurs sans évaluation stricte des besoins et des capacités de la filière.

Cette période consacre la bascule du système électrique français vers un mix décarboné, reposant sur la complémentarité entre renouvelables, nucléaire de transition et innovations technologiques.

2050 et au-delà : pérenniser un système 100 % décarboné, résilient et souverain

L'objectif de neutralité carbone atteint, la France devra assurer la soutenabilité de son mix dans la durée. La part du nucléaire sera amenée à diminuer progressivement, au rythme du retrait des tranches historiques. Le système devra alors reposer sur une production massivement renouvelable, soutenue par le stockage longue durée, l'autoconsommation, les réseaux territorialisés et les interconnexions européennes.

Les technologies émergentes issues de la recherche (SMR, hydrogène, fusion, batteries avancées) devront être évaluées objectivement, en fonction de leur pertinence économique et industrielle. Le rôle des acteurs publics et privés de la recherche, libérés de toute orientation imposée par la loi, sera décisif.

La réussite de cette stratégie suppose des choix cohérents dès aujourd'hui. Maintenir la capacité nucléaire à 29 GW en 2050, autour d'un programme limité, crédible et économiquement soutenable, constitue une garantie de stabilité. Elle permet de bâtir un mix souverain, pilotable et compatible avec les objectifs climatiques européens.

parti-socialiste.fr/nosdeputes

Députés socialistes & apparentés

@socialistesAN

@socialistesan

@socialistesan

@socialistesan.bsky.social

SOCIALISTES
& APPARENTÉS
ASSEMBLÉE NATIONALE