

INSTITUT  
MONTAIGNE



# Pour réussir la transition énergétique

RAPPORT JUIN 2019

Think tank indépendant créé en 2000, l'Institut Montaigne est une plateforme de réflexion, de propositions et d'expérimentations consacrée aux politiques publiques en France et en Europe. À travers ses publications et les événements qu'il organise, il souhaite jouer pleinement son rôle d'acteur du débat démocratique avec une approche transpartisane. Ses travaux sont le fruit d'une méthode d'analyse et de recherche rigoureuse et critique, ouverte sur les comparaisons internationales. Association à but non lucratif, l'Institut Montaigne réunit des chefs d'entreprise, des hauts fonctionnaires, des universitaires et des personnalités issues d'horizons divers. Ses financements sont exclusivement privés, aucune contribution n'excédant 1,5 % d'un budget annuel de 5,6 millions d'euros.

*Il n'est désir plus naturel  
que le désir de connaissance*

INSTITUT  
MONTAIGNE





# Pour réussir la transition énergétique

JUIN 2019



# SOMMAIRE

---

<b>INTRODUCTION .....</b>	<b>3</b>
<b>I - LA PPE : UNE POLITIQUE DE PLANIFICATION ÉNERGÉTIQUE ET UNE DÉCLINAISON FRANÇAISE DES INITIATIVES INTERNATIONALES ET EUROPÉENNES DE TRANSITION ÉNERGÉTIQUE .....</b>	<b>15</b>
1.1. Au niveau international, des engagements ambitieux actuellement mis en péril .....	15
1.2. Au niveau européen, des objectifs chiffrés, mais pas de politique énergétique concertée .....	24
1.3. La PPE, reflet d'une tradition française de planification par l'État .....	41
<b>II - BILAN DE LA PPE 2016-2018 .....</b>	<b>53</b>
2.1. Un texte orienté vers la réduction des émissions de gaz à effet de serre .....	53
2.2. Évaluation de l'atteinte des objectifs .....	62
2.3. Les moyens étaient-ils à la hauteur des objectifs et leur efficacité peut-elle être mesurée ? .....	82
2.4. Conclusion intermédiaire .....	99
<b>III - COMMENT COMPLÉTER LA PPE 2019-2023 ? .....</b>	<b>123</b>
3.1. Remarques liminaires sur le document de programmation ...	128
3.2. La diminution et décarbonation de la consommation liées au chauffage du bâtiment .....	132
3.3. Révolution des transports : une ambition tournée vers les véhicules électriques .....	135

3.4. Une diversification du mix électrique recentrée, mais qui présente des failles et dont l'ambition reste limitée .....	138
3.5. Les oubliés de la PPE .....	141
3.6. Gouvernance de la PPE, moyens d'incitation, de pilotage et de contrôle .....	141
<b>CONCLUSION .....</b>	<b>145</b>
<b>GLOSSAIRE .....</b>	<b>147</b>
<b>REMERCIEMENTS .....</b>	<b>151</b>



## INTRODUCTION

---

L'activité humaine contribue, au travers des émissions de gaz à effet de serre (GES) qu'elle génère, à une accélération du réchauffement climatique mondial dont les conséquences à moyen et long terme pourraient remettre en cause les conditions actuelles de la vie sur Terre. La prise de conscience de ce phénomène dans les années 1970 a fait émerger la notion de « transition énergétique » comme l'un des principaux leviers pour diminuer les émissions de GES par le système énergétique. La transition énergétique vise ainsi à transformer les modes de production et de consommation d'énergie, dans l'objectif de pérenniser les usages énergétiques qui ont contribué au développement humain, tout en diminuant les émissions de GES. La mise en place de cette transition s'inscrit comme l'un des défis majeurs du XXI<sup>e</sup> siècle, tant au niveau des enjeux que des moyens et changements nécessaires.

Afin de réaliser cette transition, trois principaux leviers peuvent être utilisés :

- l'**efficacité énergétique** (comprenant la rénovation des bâtiments) ;
- la **décarbonation** des moyens de production et de consommation d'énergie (en remplaçant des énergies fossiles par des énergies renouvelables (EnR) ou bio-sourcées) ;
- la **réduction des émissions** par l'utilisation de technologies moins émissives (en remplaçant les centrales à charbon par des centrales à gaz, assurant la stabilité du réseau tout en réduisant la pollution atmosphérique et les émissions de GES).

Si au niveau international, la nécessité d'infléchir la trajectoire des émissions de gaz à effet de serre s'est imposée auprès d'une large majorité d'États, la déclinaison d'objectifs internationaux plus ou

moins contraignants en fonction de la maturité de chaque économie et de sa contribution aux émissions reste difficile à mettre en œuvre. Elle se heurte en effet à des équilibres et usages énergétiques ancrés dans les habitudes de chacun, sachant que jusqu'ici les populations et les acteurs économiques n'ont pas eu à supporter le coût des externalités environnementales qu'ils génèrent. Le changement de comportement des consommateurs des énergies devra jouer donc un rôle central dans cette mutation. Il est en effet difficile d'infléchir certaines pratiques en termes de production, de déplacement, de consommation, au sein desquelles les énergies fossiles ont joué un rôle central depuis plus d'un siècle. Cela consisterait potentiellement à renoncer à des modes d'organisation sur lesquels certains pays ont bâti leurs avantages économiques, et ce, sans garantie que des règles du jeu comparables soient mises en place au niveau international.

Consciente de sa contribution historique aux émissions et de sa responsabilité d'exemplarité vers une trajectoire plus vertueuse, l'Union européenne a décidé de s'inscrire dans une démarche volontariste de décarbonation. Championne de cette ambition, la France a donc décliné et transposé les objectifs européens dans son droit national, notamment autour de la loi de transition énergétique et de l'exercice de Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE). Cette dernière s'inscrit dans l'ambition française d'atteindre la « neutralité carbone » (la complète compensation des émissions de GES anthropiques) à l'horizon 2050.

Derrière cette trajectoire de diminution très rapide des émissions (visant à diviser par six les émissions actuelles), l'État français a élaboré un exercice de planification quinquennale de la stratégie énergétique qui devrait s'étaler sur plus de trois décennies, permettant

ainsi de réconcilier les objectifs de long terme avec une temporalité budgétaire et économique à court terme. Dans un premier exercice raccourci de trois ans (pour la période 2016 – 2018), certaines décisions structurantes pour l'économie française ont été prises face au défi de la transition énergétique. Il convient de dresser un bilan de ce premier exercice de programmation. Quelle est la faisabilité et la viabilité économique de cette politique ? Les moyens sont-ils en adéquation avec les objectifs affichés ? Quelle est l'acceptabilité des efforts consentis entre consommateur et contribuable, dans un souci d'équilibre de la facture énergétique ?



---

## LA PPE : UNE POLITIQUE DE PLANIFICATION ÉNERGÉTIQUE ET UNE DÉCLINAISON FRANÇAISE DES INITIATIVES INTERNATIONALES ET EUROPÉENNES DE TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

« En France, on n'a pas de pétrole, mais on a des idées ». En 1976, Valéry Giscard d'Estaing résumait ainsi la solution française face au premier choc pétrolier. Afin d'éviter une dépendance excessive de la France au pétrole et à l'évolution de son cours, le Président de la République française démarrait un grand programme de déploiement nucléaire, ainsi que des mesures telles que le changement d'heure, visant à réduire la consommation finale d'énergie.

Dans le monde d'aujourd'hui, les paradigmes ont changé : l'utilisation massive des énergies fossiles est de plus en plus contestée au profit de solutions plus diversifiées, notamment l'accroissement de la production d'énergie provenant de sources renouvelables ou l'émergence des transports à motorisation alternative ; les croissances démographique et économique mondiales ont migré vers l'Asie et se déporteront vers l'Afrique et l'Amérique du Sud à moyen terme ; les externalités environnementales de la croissance appellent une régulation environnementale mondiale croissante pour contrer l'urgence climatique.

Les choix en matière d'orientation énergétique se situent au croisement d'enjeux qui sont à la fois

- **économiques** : croissance de l'activité, dynamique de l'emploi, poids de l'industrie et compétitivité ;
- **écologiques** : les externalités des émissions de GES dans le mix de production et la consommation énergétique affectent à moyen et long termes le développement des populations ;
- **géopolitiques** : chaque pays a la responsabilité de fournir à tous ses citoyens et entreprises la quantité d'énergie dont ils ont besoin pour mener à bien leurs missions ; tous les pays n'ont cependant pas à disposition les ressources nécessaires (ainsi 1 % seulement de la consommation française de produits pétroliers est issu de production pétrolière française).

Les décisions que la France prendra pour définir sa politique énergétique dépassent ses frontières et s'inscrivent dans un contexte global qui est celui de l'environnement, des marchés mondiaux de l'énergie, des matières premières et de la géopolitique mondiale.

Dans cette perspective de long terme, l'Union européenne et la France en particulier ont choisi de lutter contre les changements climatiques au travers d'une politique volontariste de transformation du mix de production (vers une réduction des GES) et de diminution de la consommation finale d'énergie. Mais à quel coût et pour quels gains à terme ?

Cette étude s'intéresse à la trajectoire choisie par la France dans sa PPE, qui définit les axes de développement pour les dix prochaines années dans un contexte mondial incertain.

## 1.1. Au niveau international, des engagements ambitieux actuellement mis en péril

Dans le rapport du GIEC daté du 8 octobre 2018, la communauté scientifique s'accorde sur trois principaux constats :

- L'activité humaine a provoqué une élévation de la température mondiale moyenne de 1°C depuis l'ère industrielle, en émettant un surplus de GES compris entre 2 200 Gigatonnes (Gt) et 2 500 Gt de CO<sub>2</sub>.
- Des émissions additionnelles de GES comprises entre 420 Gt et 700 Gt de CO<sub>2</sub> entraîneraient une élévation de la température de l'ordre de 0,5°C.
- Les émissions anthropiques annuelles ont doublé en 20 ans, et s'établissent en 2017 entre 42 et 45 Gt de CO<sub>2</sub> par an (stable depuis 2012) : à ce rythme, l'élévation de température de 0,5°C serait réalisée au cours de la première moitié du XXI<sup>e</sup> siècle<sup>1</sup>. Une hausse de la température supérieure à 1,5°C pourrait avoir des conséquences désastreuses à l'échelle de la planète, pouvant remettre en cause la possibilité d'une vie humaine sur Terre.

En comparant ces données avec l'étude « *Global Energy Outlook* » de l'Agence Internationale de l'Energie (AIE), il apparaît par ailleurs que les usages énergétiques liés aux énergies fossiles ont émis à eux seuls 32,6 Gt équivalent CO<sub>2</sub> en 2017 (environ 70 % du surplus anthropique annuel mesuré en 2017) et que, sans modification

<sup>1</sup> Nous ne nous étendons pas sur l'ampleur des conséquences néfastes de ces hausses sur le climat et les conditions de la vie sur Terre, amplement relayées. Nous prenons pour acquis les externalités négatives de cette hausse.

radicale des usages énergétiques mondiaux, ces émissions devraient être comprises entre 36 Gt et 42 Gt à horizon 2040. À l'inverse, la mise en place de politiques de gestion durable à l'échelle mondiale permettrait de réduire cette projection de moitié, pour atteindre 17 Gt à horizon 2040. C'est pourquoi la transition énergétique est apparue comme le principal levier de lutte contre le réchauffement.

Sur le marché actuel de l'énergie, la demande est principalement liée à la démographie et au niveau d'activité humaine. Ce dernier combine à la fois un effet de volume (par la croissance économique) et d'intensité énergétique des usages.

- Concernant la démographie, la population devrait croître de 0,9 % par an d'ici 2040 pour atteindre 9,2 milliards de personnes d'après l'ONU. Cette croissance serait essentiellement tirée par l'Afrique, dont la part relative de la population mondiale passerait de 13 % à 23 % à horizon 2040.
- Corrélativement, le PIB mondial (en parité pouvoir d'achat) croîtrait de 3,4 % par an et passerait de 127 trillions (USD2017) à 276 trillions en 2040. À cet horizon, la part des économies avancées passerait de 45 % à 32 % de la richesse mondiale, dont 53 % serait produite en Asie (23 % en Chine et 14 % en Inde) et seulement 6 % en Afrique.

L'offre énergétique, quant à elle, repose sur plusieurs modes de production d'énergie (thermiques, mécaniques, électriques) présentant des contraintes techniques et économiques différentes selon les usages. L'ensemble de ces facteurs constitue le mix énergétique mondial. Les principales sources d'énergie demeurent les énergies fossiles (pétrole, gaz, charbon), dont la combustion



dégage du CO<sub>2</sub>. L'étude sur l'évolution du mix énergétique conduite par l'AIE montre que ces énergies fossiles représentent 81 % du mix énergétique primaire mondial en 2017. Dans un scénario prospectif médian, l'AIE indique que cette part demeurera prépondérante, mais diminuera à 78 % en 2025 et à 71 % en 2040. Cette baisse proviendra notamment du recul de la demande de pétrole (- 4 %) et de charbon (- 20 %) à long terme, et de l'électrification croissante via des moyens non fossiles. La part des énergies d'origine renouvelable dans le mix énergétique progressera de 10 % en 2017, à 13 % en 2025 et 20 % en 2040.

À la conjonction de l'offre et de la demande énergétiques s'ajoute un troisième axe d'analyse, celui des usages énergétiques, qui pose la question du changement des comportements individuels et des gains liés au développement des technologies. La prise de conscience et les progrès techniques en vue de diminuer les externalités négatives des usages énergétiques ont été sans précédent lors des deux siècles passés. Pour autant, la contrainte de temps court pour réaliser la transition énergétique ne permet pas de penser qu'ils pourront résoudre à eux seuls l'équation.

L'évolution prévisible du mix énergétique mondial sera tirée par certaines tendances de fond :

- L'électrification croissante du mix énergétique, qui sera portée par un très fort développement des énergies solaire et éolienne. Elles présentent aujourd'hui le meilleur rapport rendement / coût / émission de GES. Les coûts de ses technologies sont désormais inférieurs dans plusieurs zones du monde aux coûts de production électrique issue de moyens traditionnels ;

- La conversion progressive des usages d'énergies fossiles du charbon et du pétrole vers le gaz. Ce dernier présente de nombreux avantages relatifs (efficacité énergétique, stockage, moindres émissions) ;
- la poursuite de la trajectoire d'amélioration de l'efficacité énergétique. L'intensité énergétique de chaque unité de PIB générée dans le monde s'est ainsi réduite de 1,3 % par an entre 1970 et 2010 pour s'amplifier à 2,1 % en moyenne depuis<sup>2</sup>.

Face à ces enjeux, des **initiatives politiques internationales** ont émergé dans les années 1990 afin d'organiser une action concertée des nations.

Réalisant l'importance des impacts des émissions anthropiques de GES sur le climat ainsi que l'urgence d'agir pour les réduire, la communauté scientifique internationale a commencé à se mobiliser dès les années 1970. La prise de conscience internationale a conduit à la création du GIEC en 1988, ainsi qu'à la mobilisation des États au sein de l'ONU pour instituer un cadre législatif international. Celui-ci a pour but de prendre en compte les conséquences du changement climatique sur les populations, les écosystèmes et l'environnement. Dès lors, les réglementations et législations françaises doivent respecter les décisions de l'ONU ratifiées par la France. Les grandes avancées internationales peuvent être résumées dans les trois étapes ci-dessous.

- Les **Sommets de la Terre** : rencontres décennales entre dirigeants mondiaux organisées depuis 1972 par l'ONU. Le Sommet de Rio

---

<sup>2</sup> *Energy Efficiency report 2017* de l'International Energy Agency.

(1992) a mis en place la Convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques (CCNUCC), dont les pays signataires se rencontrent annuellement lors des Conférences des Parties (COP) afin de mieux comprendre les changements climatiques et proposer des solutions. La CCNUCC a instauré trois principes :

- principe de **précaution** ;
- principe de **responsabilité commune mais différenciée** ;
- principe du **droit au développement économique**.

- Le **Protocole de Kyoto** : accord international de réduction des émissions de GES entré en vigueur en 2005 avec la mise en place de quotas d'émissions<sup>3</sup>. Cette innovation reflète une prise de conscience que les activités humaines sont au moins en partie responsables des changements climatiques.
- La **COP21 à Paris** : rencontre en 2015 qui a abouti à un accord international visant à limiter à 2°C le réchauffement climatique d'ici 2100, et à maintenir les efforts pour limiter ce réchauffement à 1,5°C. L'accord prévoit l'établissement d'un accord universel ambitieux et juridiquement contraignant à horizon 2020. Chaque nation devra déterminer librement le niveau de contribution qu'elle souhaite apporter à l'atteinte de cet objectif, et les économies développées se sont engagées à financer à hauteur de 100 milliards de dollars l'atteinte de cet objectif par les économies moins développées.

---

<sup>3</sup> Les « quotas » sont des droits qui établissent la quantité d'émissions de GES allouée à certaines industries et installations fortement émettrices. Ces derniers sont cessibles sur un marché organisé au niveau européen (le Système d'échange des quotas d'émissions, ou SEQE).

Malheureusement, fin 2018, trois COP après celle de Paris, ce processus de convergence progressive semble fragilisé en raison d'une défiance croissante des « perdants » de la transition, sous l'influence de mouvements de défense de leurs intérêts géostratégiques et économiques. La prise de conscience des impacts de cette transition sur l'ordre mondial (croissance économique, souveraineté énergétique) a fait naître des réserves de la part des principales économies émergentes (Chine et Inde notamment), et une opposition radicale des États-Unis. Ces derniers ont acté leur sortie de l'accord de Paris. Dans ce contexte, l'Union européenne a néanmoins fait le choix de maintenir le « *momentum* » du consensus, en démontrant par l'exemplarité la possibilité de réaliser cette transition.

## 1.2. Au niveau européen, des objectifs chiffrés, mais pas de politique énergétique concertée

14

Les tendances internationales à l'électrification croissante du mix et à un recours plus important au gaz se retrouvent également dans l'évolution du mix énergétique européen. Les marchés énergétiques de l'Union européenne sont caractérisés par une convergence croissante de leurs cadres opérationnels et réglementaires, liée notamment à l'interconnexion des marchés électriques et gaziers. Le développement important des EnR intermittentes (éolien et solaire) et la très faible augmentation de la demande en électricité ont engendré une situation de surcapacité de production globale.

Toutefois, ce contexte global se heurte ponctuellement à des questions de stabilité du réseau : l'intermittence du solaire et de l'éolien doit être compensée par d'autres moyens de production venant assurer une production suffisante. Par ailleurs, les capacités de production de

pointe sont très fortement sollicitées lors des pics de consommation hivernaux, d'autant plus dans un contexte de fermeture progressive des centrales au charbon, et certains États membres tels que la France reposent sur les capacités de production de leurs voisins européens.

Ainsi, les prix européens de l'électricité sont généralement faibles en base<sup>4</sup>, mais atteignent des niveaux très élevés lors des pics de consommation. Cette situation, caractéristique du marché électrique européen depuis plusieurs années, complique les décisions d'investissement dans de nouvelles capacités de production.

Le bilan énergétique actuel de l'Union européenne est clair : l'énergie utilisée demeure très carbonée. Plus de 75 % de la consommation d'énergie primaire de l'UE est d'origine fossile. En ce qui concerne l'électricité, 42,7 % demeure produite à l'aide d'énergies fossiles, 25,6 % est issue du nucléaire (principalement français), et 29,9 % provient d'énergie renouvelable<sup>5</sup>. Cette place prépondérante des carburants fossiles a pour conséquence une forte dépendance de la production d'énergie (54 % de l'énergie consommée est importée : 90 % du pétrole, 69 % du gaz naturel et 42 % du charbon), essentiellement vis-à-vis de la Russie pour le gaz (41 % des importations<sup>6</sup>) et le charbon (30 %). Le Gaz Naturel Liquéfié (GNL) reste marginal, et représente seulement 10 % de la consommation du gaz en 2017.

La politique de l'Union européenne, en tant que partie prenante dans l'action collective visant à lutter contre le réchauffement

---

<sup>4</sup> Autour de 40 à 45 €/MWh depuis 2014, avec des prix négatifs dans certaines régions et dans des situations de forte surcapacité, liés à une production massive issue d'énergies renouvelables au niveau régional.

<sup>5</sup> ENTSO-E, 2017.

<sup>6</sup> Au premier semestre 2018 ; la Norvège est le deuxième fournisseur avec 39 % des importations en 2017.

climatique, s'est traduite par des objectifs ambitieux, dont certains contraignants. La Commission européenne a défini une stratégie de « l'Union de l'énergie » visant à poursuivre l'ensemble des efforts menés au niveau européen, y compris la recherche et l'innovation, et à renforcer le contrôle de la Commission sur ceux-ci.

Afin de décliner les objectifs du protocole de Kyoto au sein de l'Union européenne, plusieurs mesures ont été adoptées. Le Paquet climat-énergie à horizon 2020 en fait partie, et vise trois grands objectifs :

i. La réduction des émissions de GES de 20 % d'ici 2020 par rapport à 1990, à travers deux mécanismes :

- le **Système d'échange des quotas d'émissions** (SEQUE), un marché européen de droits d'émissions de GES qui couvre la majorité du secteur industriel et plafonne aujourd'hui 45 % des émissions. Il a un objectif de les réduire de 21 % d'ici 2020 par rapport à 2005. Sa quatrième phase (Directive SEQUE-UE, 2021-2030<sup>7</sup>) devrait encadrer une augmentation progressive du prix des droits d'émission.
- un **partage de l'effort** concernant la réduction des émissions de GES, sur les secteurs qui ne sont pas couverts par le SEQUE<sup>8</sup>, ainsi que la part des EnR dans la consommation d'énergie de l'UE (Directive sur les EnR)<sup>9</sup>.

<sup>7</sup> Les trois premières périodes ont été 2005-2007, 2008-2012 et 2013-2020 (qui a intégré le secteur de la production d'énergie).

<sup>8</sup> Tels que le logement, l'agriculture, les déchets et les transports (hors aviation et transport maritime).

<sup>9</sup> Ainsi qu'une part de 10 % d'énergie renouvelable dans la consommation d'énergie du secteur des transports.

I. LA PPE : UNE POLITIQUE DE PLANIFICATION ÉNERGÉTIQUE  
ET UNE DÉCLINAISON FRANÇAISE DES INITIATIVES  
INTERNATIONALES ET EUROPÉENNES DE TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

- ii. L'amélioration de l'efficacité énergétique à hauteur de 20 %, avec des objectifs contraignants définis par pays, en fonction de la situation spécifique de chacun.
- iii. Une part de 20 % d'énergies renouvelables dans la consommation d'énergie de l'UE en 2020.

À horizon 2030, un cadre Energie-Climat prolonge les trois objectifs suivants, avec des cibles revues à la hausse dans le cadre du Paquet « Énergie propre pour tous les Européens » :

- i. La réduction des émissions de GES de 40 % d'ici 2030 par rapport à 1990 :
  - 43 % pour les secteurs soumis au SEQE ;
  - 30 % par rapport à 2005 pour les autres secteurs avec des objectifs contraignants suivant la règle de partage de l'effort.
- ii. L'amélioration de l'efficacité énergétique d'au moins 27 % ;
- iii. L'atteinte d'une part de 32 % d'énergies renouvelables dans la consommation d'énergie de l'UE<sup>10</sup>, dont l'objectif est contraignant au niveau européen.

Une forte accélération des trajectoires historiques est nécessaire afin d'atteindre ces objectifs, lesquels sont complétés par d'autres mesures qui concernent par exemple les transports (forte réduction des émissions moyennes de CO<sub>2</sub> sur les véhicules neufs vendus d'ici

---

<sup>10</sup> Clause de révision en 2023 – pas d'objectifs déclinés par pays.

2025 et 2030). Des feuilles de route à horizons 2040 et 2050 donnent également des objectifs à long terme. La Commission européenne a ainsi établi comme cible une réduction des émissions de GES de 80 % pour 2050, et propose des trajectoires menant à la neutralité carbone d'ici 2050.

Cependant, depuis la constitution d'un marché intérieur de l'énergie dans les années 1990, la politique de l'énergie au niveau européen est limitée à quatre domaines : l'ouverture des marchés de l'énergie à la concurrence, la régulation, la sécurité d'approvisionnement en électricité et en gaz, la gestion des stocks pétroliers. Les autres aspects relèvent des politiques nationales des États membres.

Les feuilles de route au niveau européen sont donc complétées par les stratégies énergétiques de chaque État membre, qui ne sont pas toujours cohérentes, tant les situations des uns et des autres sont différentes. Si les pays européens ont globalement entamé une forte transition vers les EnR, la Suède fait par exemple figure de bon élève (plus de 55 % de son électricité est issue du renouvelable), tandis que les pays de l'est européen dépendent beaucoup du charbon. La France, et dans une moindre mesure la Belgique, se différencient de leurs voisins grâce aux parcs nucléaires les plus importants du continent, qui produisent une électricité fortement décarbonée. Quant à l'Allemagne, qui a décidé de fermer ses centrales nucléaires, elle dépend encore fortement du charbon mais a annoncé une ambition d'en sortir à l'horizon 2038.

Ces disparités des situations et politiques nationales compliquent l'élaboration d'un consensus européen, lequel est souvent établi sur la base du plus petit dénominateur commun afin de préserver les intérêts nationaux. La France a néanmoins décidé de montrer un



engagement fort en faveur de la transition écologique et énergétique, en transposant les objectifs européens dans son droit national. Son ambition affichée est d'être un champion de la transition énergétique parmi les économies développées.

### **1.3. La PPE, reflet d'une tradition française de planification par l'État**

Si la France participe au réchauffement climatique (1 % du bilan mondial d'émissions de GES), sa contribution est plus faible que celle des autres pays, proportionnellement au PIB. Le paysage énergétique français dénote en effet du mix européen par un recours aux énergies fossiles plus faible, du fait d'un mix électrique essentiellement nucléaire et donc décarboné. Ainsi, l'atteinte des objectifs de décarbonation pour la France passe davantage par une meilleure efficacité énergétique et des changements dans les usages (mobilité, chauffage), que par une conversion des moyens de production électrique existants. La place du gaz dans ce mix n'est aujourd'hui pas affirmée, mais il pourrait présenter des avantages à court terme, en substitution aux énergies fossiles ou en relais de flexibilité de la production électrique.

Les accords internationaux ratifiés par la France et les règlements européens s'imposent directement en France. Les directives européennes, quant à elles, sont transposées en droit français à travers le vote de nouvelles lois par le Parlement, ou par le biais des décisions du Gouvernement. Trois étapes législatives ont intégré dans le droit français les solutions envisagées pour lutter contre le dérèglement climatique : les lois Grenelle I et II, respectivement en 2009 et 2011 (transpositions des objectifs du Paquet climat énergie

européen), et la loi Transition Énergétique pour la Croissance Verte (LTECV) en 2015. Cette dernière intègre notamment la diminution de la production électrique nucléaire, la croissance des énergies renouvelables, et le transfert de compétences aux collectivités dans la planification et la mise en œuvre de solutions (loi de modernisation de l'action publique territoriale et d'affirmation des métropoles, ou loi MAPTAM).

Chacune de ces étapes a proposé de nouveaux objectifs et de nouveaux outils de planification (au niveau de l'État ou des collectivités territoriales), souvent sans qu'un bilan de la loi précédente ou qu'un retour d'expérience n'ait pu être réalisé avec précision.

La LTECV, en l'occurrence, est déclinée au travers de différents exercices de planification, dont :

- une programmation à long terme (2050) : **la Stratégie nationale bas-carbone (SNBC)** ;
- une planification court (cinq ans) et moyen terme (dix ans) : **la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE)**.

La SNBC fixe des objectifs de réduction des émissions de GES à horizon 2050 par rapport à 1990 (production d'énergie : – 96 % ; transport : – 65 % ; résidentiel et tertiaire : – 85 % ; industrie : – 85 %), afin d'atteindre la neutralité carbone. Elle ne prévoit cependant pas de plan ni d'objectifs contraignants pour couvrir :

- le **secteur agricole** (20 % des émissions de GES, principalement le méthane en lien avec les activités d'élevage, et le dioxyde d'azote dû aux engrais et pesticides. Ce secteur d'activité ne fait l'objet d'aucun engagement international, européen ou national) ;

- le **transport maritime et aérien** (11 % des émissions mondiales de CO<sub>2</sub>. Les objectifs afférents à ce secteur sont négociés par des instances de représentation supranationales<sup>11</sup>).

La PPE, quant à elle, doit être compatible avec les objectifs de la LTECV et de la SNBC en dépit d'horizons différents. Par exemple, elle s'impose aux planifications locales énergie-climat Schéma régional d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires, ou SRADDET, Schéma régional climat air énergie, ou SRCAE, Plan climat-air-énergie territorial, ou PCAET), alors même que les échéances de ces planifications ont été définies dans la LTECV en amont de la publication de la PPE.

La PPE doit définir les objectifs quantitatifs de la programmation ainsi que l'enveloppe maximale (indicative) des ressources publiques mobilisées pour les atteindre. Cette enveloppe est fixée sous forme d'engagements et de réalisations, et répartie par objectif et par filière industrielle.

La PPE contient six volets, fixés par la loi :

- la sécurité d'approvisionnement ;
- l'amélioration de l'efficacité énergétique et la baisse de la consommation d'énergie ;
- Le développement de l'exploitation des énergies renouvelables et de récupération ;
- le développement équilibré des réseaux, du stockage, de la

---

<sup>11</sup> Datalab novembre 2018 : les émissions de GES du transport représentent 30 % des émissions totales en 2018 parmi lesquels 54 % sont liées à la mobilité particulière.

transformation des énergies et du pilotage de la demande d'énergie afin de favoriser la production locale d'énergie, le développement des réseaux intelligents et l'autoproduction ;

- la préservation du pouvoir d'achat des consommateurs et de la compétitivité des prix de l'énergie, en particulier pour les entreprises exposées à la concurrence internationale ;
- l'évaluation des besoins de compétences professionnelles dans le domaine de l'énergie et l'adaptation des formations à ces besoins.

La première PPE couvrait une période de trois ans (2016-2018), avant l'instauration d'un régime continu de révision du document tous les cinq ans. L'objectif de cette première version bêta « courte » était de bénéficier rapidement d'un retour d'expérience pour construire la PPE. Dans notre évaluation de la PPE en tant qu'outil de planification de la transition énergétique et écologique, nous commençons donc par établir un bilan de la PPE 2016, d'autant plus importante que ses orientations ont jeté les bases de l'exercice en termes de méthode, d'ambitions et de gouvernance.

---

## BILAN DE LA PPE 2016-2018

### 2.1. Un texte orienté vers la réduction des émissions de gaz à effet de serre

La première PPE a été promulguée par décret le 27 octobre 2016, suite à l'adoption de la LTECV et après consultation des différentes instances (Comité social et économique ou CSE, Conseil national de la transition écologique ou CNTE, etc.). Les 13 articles du décret, qui définissent les objectifs quantitatifs à atteindre en application de la LTECV, sont les suivants.

- Article 1 : adoption du décret.
- Article 2 : objectifs de réduction de consommation des fossiles et de la consommation finale d'énergie (référence 2012).
- Article 3 : objectifs de développement de la production d'électricité d'origine renouvelable (centralisée et autoconsommation) et calendrier des appels d'offres par filière jusqu'au deuxième trimestre 2019.
- Article 4 : objectifs de développement de la production de chaleur et de froid renouvelables.
- Article 5 : objectifs d'injection de biométhane dans le réseau de gaz.
- Article 6 : objectif de développement de l'électromobilité pour les véhicules particuliers et utilitaires légers de moins d'une tonne.
- Article 7 : objectifs de développement des carburants d'origine renouvelable, dont le bioGNV.
- Article 8 : élargissement des critères de défaillance de fourniture électrique et de la continuité d'approvisionnement en gaz.

- Article 9 : objectifs volumétriques et sites concernés par les obligations de stockage de gaz pour assurer la sécurité d’approvisionnement.
- Article 10 : fin d’autorisation de nouvelles installations de production électrique à partir de charbon, si elles ne sont pas équipées de dispositifs de captage de CO<sub>2</sub>.
- Article 11 : objectifs de développement de capacités d’effacement électrique.
- Article 12 : démarrage du délai de six mois pour l’établissement d’un Plan Stratégique d’EDF compatible avec l’objectif de réduction à 50 % de la part du nucléaire dans le mix électrique.
- Article 13 : désignation des ministères responsables de la mise en œuvre de la PPE.

Le décret était accompagné d’un dossier de synthèse (sans valeur législative) établi par le Ministère de la Transition écologique et solidaire (MTES) afin de synthétiser la feuille de route et les principaux décrets, mesures, lois ou orientations pris en faveur de la transition énergétique française aux niveaux national et européen.

Le dossier de présentation de la PPE 2016 est décliné d’après six axes :

- amélioration de l’efficacité énergétique et réduction de la consommation d’énergies fossiles ;
- accélération du développement des énergies renouvelables et de récupération ;
- maintien d’un haut niveau de sécurité d’approvisionnement dans le respect des exigences environnementales ;

- préparation du système énergétique de demain, plus flexible et décarboné, à travers le développement d'infrastructures ;
- développement de la mobilité propre ;
- prise en compte des enjeux économiques et sociaux de la transition énergétique et action avec les territoires.

Ces six axes peuvent être regroupés en trois piliers d'action :

- mutation du mix électrique, par développement des EnR et sécurisation de l'approvisionnement ;
- efficacité énergétique, à travers notamment l'isolation des bâtiments et la mutation du mix de chauffage ;
- développement de la mobilité bas carbone.

Ces trois piliers devraient aboutir à une diminution de consommation d'énergie, une moindre dépendance aux énergies fossiles importées et une réduction des émissions de GES. Le texte rappelle d'ailleurs que parmi les six objectifs de la loi, la priorité demeure « la lutte contre le dérèglement climatique, [en réduisant] la consommation d'énergies fossiles importées ». L'objectif principal de la PPE est donc de réduire les émissions de GES.

Cette PPE couvre la période 2016-2023 avec une révision au bout de trois ans (au lieu de cinq ans pour les PPE suivantes). Elle établit donc des trajectoires à horizon 2018 et 2023. La révision prévue au bout de trois ans doit permettre d'initier l'exercice de planification, de mettre en place des instruments de suivi adéquats et de corriger

les éventuelles dérives de trajectoire lors de l'établissement de la PPE définitive pour la période 2018-2023. Concernant cette dernière période, la PPE 2016 intègre deux scénarios : l'un constitue une fourchette haute dans le développement des EnR, tandis que l'autre est fondé sur une fourchette basse associée à des hypothèses moins favorables d'évolution des besoins énergétiques. À noter que d'après le texte, la réalisation du scénario bas impliquerait « *de modifier radicalement la trajectoire d'évolution de la consommation et de la production après 2023 pour atteindre les objectifs de la loi en 2030* ».

## 2.2. Évaluation de l'atteinte des objectifs

### 2.2.1. Une trajectoire d'émissions de gaz à effet de serre qui ne semble pas fléchir

26

Les émissions de gaz à effet de serre ont-elles diminué suite à la PPE 2016-2018 ? Le premier constat est qu'il n'existe pas suffisamment d'indicateurs quantitatifs, ni d'objectifs fixés, ni de moyens mis en œuvre pour une évaluation rétrospective. On peut ainsi regretter que les instruments de mesure mis en œuvre ne concernent que le mix énergétique et les émissions de CO<sub>2</sub> par secteur, sans évaluation du coût final pour le consommateur et le contribuable, ni étude d'impact sur la balance commerciale ou l'emploi. Cette absence provient en partie de ce que l'évaluation des données nécessite un à deux ans : les données liées aux émissions de CO<sub>2</sub> et de GES ne sont publiées qu'après trois ans, et de ce fait la version définitive des chiffres 2016 n'a été publiée... qu'en janvier 2019, à l'occasion de la nouvelle PPE.

Cependant, il existe un faisceau d'informations fiables (tendances



sectorielles et évolution des facteurs d'émissions) qui laissent à penser que les émissions de GES n'ont pas reculé au cours de la période 2016-2018. Tout d'abord, les émissions de CO<sub>2</sub> en 2017 avaient crû de 1,8 % en moyenne dans l'UE28, dont 3,2 % en France<sup>12</sup>. Les causes principales avancées au niveau français étaient :

- une moindre disponibilité du parc nucléaire et une faible pluviométrie. Cela a entraîné une augmentation du recours aux moyens de pointe plus émetteurs (les émissions liées à la production d'électricité sont ainsi en hausse de 20,5 % en 2017<sup>13</sup>) ;
- la croissance économique (2 % en 2017). Elle a généré une hausse de 0,9 % de la consommation énergétique finale en métropole à climat constant, et une hausse de 23 % de la facture énergétique, à 38,6 milliards d'euros<sup>14</sup> ;
- une croissance démographique cumulée de 0,44 %<sup>15</sup> entre le 1<sup>er</sup> janvier 2016 et le 1<sup>er</sup> janvier 2019.

Les facteurs climatiques, démographiques et économiques représentent une source importante d'incertitudes concernant la trajectoire des émissions de GES, malgré la diminution constante des usages énergétiques.

---

<sup>12</sup> Eurostat.

<sup>13</sup> RTE Bilan électrique 2017.

<sup>14</sup> Bilan énergétique, Commissariat général au développement durable (CGDD) 30 avril 2017.

<sup>15</sup> Insee.

Par ailleurs, l'importante décarbonation du mix de production énergétique en 2018 (- 28 % d'émissions de CO<sub>2</sub> par rapport à 2017<sup>16</sup>) est surtout liée à un hiver plus clément qui a permis de diminuer de 26,8 % le recours aux énergies fossiles essentiellement utilisées en pointe hivernale. Cette analyse est confortée<sup>17</sup> par Eurostat qui indique que les émissions liées à la combustion de combustibles fossiles ont diminué de 2,5 % en Europe et de 3,5 % en France en 2019. En revanche, la consommation d'électricité française n'a diminué que de 0,3 %, ce qui illustre la faiblesse des progrès effectivement réalisés en termes d'efficacité énergétique et de diminution de la consommation.

Il faut également rappeler que le mouvement de désindustrialisation engagé en France depuis 1990 contribue à alimenter de manière mécanique une réduction des émissions de GES, sans que notre modèle de développement soit réellement plus vertueux de manière structurelle et pérenne.

S'il est difficile de réaliser un bilan quantitatif complet, l'ensemble de ces éléments laisse penser que l'objectif de réduction des émissions de GES dans son ensemble n'est pas tenu. La PPE n'a donc pas permis de respecter la trajectoire des objectifs de la SNBC à horizon 2030.

Afin de constituer un réel outil de pilotage des usages et émissions des énergies en France, la PPE devrait pouvoir s'appuyer sur une centralisation plus rapide des sources d'information concernant les consommations d'énergies et émissions de GES. Les données prévisionnelles pourraient être affinées ultérieurement et

---

<sup>16</sup> Bilan électrique RTE 2018.

<sup>17</sup> Eurostat 2019.

constitueraient un outil pertinent de la mesure d'impact des politiques mises en place. Dépourvue d'une telle organisation, la nouvelle PPE a été élaborée en l'absence d'informations quantitatives exhaustives sur le bilan des émissions de la première PPE, au risque de ne pas être en mesure d'évaluer l'efficacité des mesures prises dans ce cadre.

### **2.2.2. Mix électrique : une feuille de route sur l'avenir du nucléaire retardée, compliquant l'atteinte des objectifs climatiques et sociétaux de la PPE**

La PPE doit permettre le développement d'énergies renouvelables et contribuer au double objectif de la LTECV (i) d'abaisser la part du nucléaire de 75 % de la production électrique actuellement, à 50 % à horizon 2025, et (ii) de plafonner la capacité nucléaire installée à 63,2GW.

29

Cet objectif de la PPE 2016 est établi à partir d'un scénario unique (parmi les quatre scénarios établis par RTE) qui intègre notamment une baisse de la consommation d'énergie finale, y compris d'électricité. Par conséquent, l'atteinte de cet objectif repose sur deux mesures :

- la fermeture, non-prolongation ou non-renouvellement d'une partie des moyens de production électronucléaire ;
- la mise en service de capacités de production additionnelles, impérativement d'origine renouvelable.

La PPE 2016-2018 renvoyait au plan stratégique d'EDF, qui n'a été publié qu'en 2017 et dont la synthèse s'appuie sur une « *stratégie*

*bas-carbone du groupe, articulée autour de trois piliers que sont le nucléaire, les EnR et les services d'efficacité énergétique, [qui] rejoint les attendus de la PPE* ». Concernant le nucléaire, EDF prévoyait<sup>18</sup> :

- la fermeture concomitante de Fessenheim à la mise en service de l'EPR de Flamanville 3 ;
- le déploiement du programme de Grand Carénage pour assurer la compétitivité du parc existant ;
- la réalisation des actions nécessaires à la compétitivité du nucléaire futur.

Cette feuille de route s'inscrit dans un contexte bien précis, où le parc nucléaire occupe une place particulière au sein du réseau français. Intégralement géré par EDF, il est constitué de 58 tranches de deuxième génération dont la puissance varie entre 900 et 1 600 MW, et représente 70 % à 75 % de la production d'électricité française (environ 400TWh/an). La feuille de route proposant une diminution importante de la part du nucléaire dans la production d'électricité française devra tenir compte de plusieurs facteurs essentiels :

- Le coût complet du nucléaire ancien français est l'un des plus compétitifs d'Europe. Il a été estimé entre 42 et 60 €/MWh par la Cour des comptes en 2014, en tenant compte de l'ensemble des coûts à la charge d'EDF (notamment l'aval du cycle) et des opérations de grands carénages prévues par EDF. Aujourd'hui, et sans tenir compte des perspectives de développement d'autres moyens de

---

<sup>18</sup> Communiqué de presse d'EDF.

production (notamment renouvelables), ce faible coût permet à la France d'avoir un coût d'accès à l'énergie parmi les plus bas d'Europe (10 % de moins qu'au Royaume-Uni et près de deux fois moins qu'en Allemagne, d'après l'AIE). Un des objectifs de la PPE sera donc de maintenir cette compétitivité du prix de l'électricité avec un prix acceptable pour les consommateurs. En plus d'être très peu carbonée, l'énergie produite par une centrale nucléaire est facilement mobilisable à toute heure de la journée, avec très peu de ruptures de charge. La réduction de la part du nucléaire va donc compliquer l'atteinte des objectifs climatiques français :

- i. L'énergie produite – dite en « bandeau » – permet de couvrir la base (consommation d'électricité en temps normal) ainsi qu'une partie de la pointe (pic de consommation) française. Le facteur de charge moyen (qui mesure le temps réel de production des installations) est d'environ 60 % pour le nucléaire (comparé à 14 % pour le solaire et 21 % pour l'éolien<sup>19</sup>). Si les EnR électriques permettent de remplacer une partie de la base, elles ne présentent pas à elles seules une solution suffisante pour couvrir la pointe et permettre l'équilibre offre / demande nécessaire au fonctionnement du réseau. Outre la mobilisation de moyens de substitution et de diminution des contraintes sur la demande (effacement, diminution des exports), des moyens complémentaires à la production pourraient être envisagés (recours à des moyens de production pilotables tels que des centrales à gaz, ou du stockage électrique).
  
- ii. Le parc nucléaire fournit une électricité décarbonée de façon massive, contribuant largement aux faibles émissions de GES

---

<sup>19</sup> Communiqué de presse d'EDF.

en France (37 gCO<sub>2</sub>/KWh par habitant en 2017 comparé à 380 g en Allemagne).

- Des enjeux de sûreté s'adosent à cette feuille de route, et une vision claire est nécessaire afin de planifier la prolongation de certains réacteurs, mais aussi la déconstruction et le traitement des potentiels déchets qui en seront issus.
- i. Les incertitudes demeurent sur (i) les montants des coûts engagés suite à l'accident de Fukushima (2011) afin de maintenir et prolonger la durée de vie du parc, et leur impact sur le coût complet de l'électricité, ainsi que (ii) les coûts de gestion du stockage à long terme des déchets de haute activité et à vie longue (HAVL) qui ne peuvent pas être retraités en l'état de la science.
- ii. La concentration dans le temps du programme nucléaire. Il s'est essentiellement déroulé entre 1970 et 1988, avec la mise en service de 46 tranches (34 tranches 900 MW et 12 tranches 1300 MW). Cette concentration dans le temps pose la question du rythme de renouvellement et de déconstruction des capacités de production afin d'éviter un choc massif au niveau de la production électrique. Il interroge également les filières de déconstruction (maintien des compétences, gestion de la capacité des sites de stockage des déchets avec les grandes quantités liées à la déconstruction, dépollution et/ou conversion du site).
- iii. Enfin, les 34 tranches de 900 MW du parc – sur 58 tranches au total – ont été réalisées à partir d'une technologie unique (« Réacteurs à Eau Pressurisée » ou REP de Westinghouse). Si leur déconstruction pourra bénéficier d'un effet de série qui devrait en diminuer le coût, les problèmes techniques rencontrés pourraient en revanche concerner l'ensemble des réacteurs.

L'objectif initial fixé par la LTECV nécessitait la fermeture, en dix ans, de 24 des 58 tranches du parc installé. Compte tenu des éléments de contexte rappelés ci-avant, cet objectif a concentré une forte critique sur les plans industriel, économique et social. Les critiques ont mis en exergue la nécessité de disposer d'une information neutre, scientifique et d'un débat éclairé permettant aux Français de déterminer librement le futur de leur mix électrique. Le besoin de visibilité est d'autant plus nécessaire pour la filière nucléaire que cette dernière occupe une place importante dans notre mix électrique, notre industrie (troisième industrie française) et l'emploi local, mais également du fait de la longue temporalité du secteur.

La décision, prise à l'issue de la première PPE, de réviser l'horizon de réduction à 50 % du parc nucléaire français de 2025 à 2035 porte toutefois certaines conséquences sur les PPE à venir. Ces questions devront être traitées de façon dépassionnée et transparente. Elles porteront sur l'articulation juridique des décisions de fin d'exploitation entre l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) et l'exploitant, ainsi que sur le calendrier précis des fermetures et leur impact financier sur le prix de l'électricité. D'autres sources électriques récurrentes sont en effet nécessaires face à des coûts de démantèlement plus rapidement exigibles, une réduction de l'offre du nucléaire ancien et une évolution du bilan électrique français.

### **2.2.3. Mix électrique : un bilan industriel et social mitigé sur les sources d'électricité renouvelables, pour un coût passé élevé**

Une des principales réalisations menées au cours de la période 2016-2018 a été l'augmentation de la part des énergies renouvelables, notamment l'électricité éolienne terrestre et photovoltaïque, dont le

développement a démarré dans les années 2000. C'est à cette période que la France, comme la plupart des pays développés, a démarré un programme de soutien aux filières éoliennes et solaires, qui s'est traduit notamment par des mécanismes de prix d'achat garantis, puis de complément de rémunération. Ces mesures ont permis de diminuer le risque des projets en supprimant leur exposition aux prix très volatils de l'électricité et en offrant une visibilité sur de longues périodes (de 15 à 20 ans). Grâce à ce soutien, les filières industrielles se sont structurées et les coûts d'équipement (qui représentent environ 80 % du coût de l'électricité produite) ont connu une baisse continue. Après 20 ans de soutien, ces derniers seront bientôt comparables aux coûts de production des énergies traditionnelles et pourraient ne plus nécessiter de mécanismes de soutien actif d'ici quelques années.

Si ces mécanismes ont atteint leur objectif de développer ces filières et d'en diminuer le coût, ils n'en restent pas moins coûteux pour les consommateurs, car leur coût s'ajoute au prix payé pour la fourniture d'électricité. En garantissant le chiffre d'affaires sur des périodes très longues, ces mécanismes ont peu incité à l'optimisation des coûts et ont pu contribuer à une répartition de la marge du prix garanti entre les différents acteurs de la filière. Des mécanismes de soutien comparables ont été développés en Europe avec des succès relatifs, qui en ont démontré les limites (par exemple en Espagne, où les tarifs ont été renégociés en raison du poids de la charge dans les finances publiques). Les États-Unis avaient fait le choix de mécanismes de soutien par des crédits d'impôts, qui ont permis de réduire plus rapidement les coûts des projets renouvelables et donc le poids de ce soutien pour le consommateur final. Alors que le Sénat, la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) et la Cour des comptes ont souligné le poids important de ces mécanismes



sur de très longues périodes, la LTECV et la première PPE n'ont pas choisi d'étudier l'évolution en profondeur des mécanismes de garantie de prix en place.

L'objectif de mise en service de capacités renouvelables est rempli : sur les 51 GW prévus, environ 50 GW sont installés. Il est néanmoins à relativiser : 25,5 GW de cette capacité concernent la puissance hydroélectrique, dont les principales installations ont été réalisées antérieurement à la PPE<sup>20</sup>. Hors hydraulique, les principales filières affichent des bilans contrastés<sup>21</sup> : l'éolien terrestre affiche 150 108 MW installés sur 150 000 MW (soit 100 % de l'objectif) et le solaire 8 400 MW installés sur 10 200 MW (soit 84 %), mais aucune réalisation n'est à noter pour l'éolien *offshore*. Concernant les autres filières renouvelables hors biomasse (géothermie, petite hydroélectricité, hydroliennes), les engagements de la PPE étaient bien plus faibles et visaient essentiellement l'essor de technologies peu matures ou peu rentables à un niveau global, mais présentant des potentiels locaux exploitables. Par exemple, l'objectif de 8 MW de géothermie (principalement dans les DOM et la région Grand-Est) a été réalisé à 25 % seulement, en raison des coûts de la filière, qui s'établissent durablement entre 250 et 350 €/MWh. Pour ce qui est des EnR de type « biomasse », les objectifs sont dépassés pour les filières bois (634 MW à fin 2018 contre 540 MW) et méthanisation (150 MW contre 137 MW) ; en revanche, la filière de déchets n'a réalisé que 69 % de son objectif de 1 350 MW installés à fin 2018.

---

<sup>20</sup> Seuls 50 MW de capacités additionnelles hydrauliques ont été installés entre 2016 et 2018.

<sup>21</sup> Bilan électrique RTE 2018.

## i. Un rythme d'installation des énergies renouvelable en ligne avec les ambitions de la première PPE

Le bilan quantitatif des énergies renouvelables fin 2018 est globalement positif, quoique contrasté en fonction des types de solutions. En revanche, à horizon 2023, les objectifs de la PPE étaient plus ambitieux tant en termes de volume de production que d'installation de nouvelles capacités. Cela soulève plusieurs questions du point de vue structurel (pertinence et adéquation des objectifs opérationnels avec ceux fixés dans la loi) et des réalisations (acceptabilité, moyens financiers, faisabilité).

- La filière éolienne terrestre (100 % de l'objectif de la PPE atteint) doit faire face à une faible acceptabilité locale (le taux de recours est passé de 40 % en 2010 à 70 % en 2017) et à une multiplication des normes d'installation. Ces éléments laissent entrevoir un ralentissement, alors même que l'objectif pour 2023 prévoit une croissance de facteur deux des capacités installées. À cet égard, un décret du 1<sup>er</sup> décembre 2018 vise à réduire de quatre à deux ans le délai moyen de recours en rendant seule compétente la Cour d'appel. Or, non seulement pourrait-il être annulé par le Conseil d'État au regard des critères constitutionnels, mais son efficacité n'est pas non plus garantie, puisqu'il allonge par ailleurs la durée de consultation préalable !
- La filière solaire (84 % de l'objectif atteint), dont les coûts sont susceptibles de baisser durablement et significativement, montre un ralentissement des mises en service depuis 2011, en raison de plusieurs facteurs :
  - l'empreinte au sol est importante, et la disponibilité des terrains est affectée par la spéculation foncière sur les terrains fortement ensoleillés et facilement exploitables, ce qui renchérit le coût global des projets.

- malgré une baisse continue des « *Levelized Cost of Energy* » (LCOE) du solaire depuis dix ans pour se rapprocher des prix de gros (62 à 99 €/MWh pour les centrales au sol en 2017), le potentiel en métropole souffre de plusieurs contraintes qui freinent la compétitivité et le potentiel d'installation. Ces contraintes sont un facteur de charge très faible (14 % en moyenne en 2018 d'après RTE) et portant pour l'ensemble du parc sur les mêmes heures d'ensoleillement, un potentiel d'implantation concentré dans le sud de la France métropolitaine et les DOM-TOM, et une forte variabilité saisonnière et journalière des puissances appelées<sup>22</sup>.
  - la participation aux appels d'offres publics est en diminution constante depuis 2018 sur l'ensemble des catégories d'installation. Les appels d'offre du dernier trimestre 2018 ont même été caractérisés par une remontée des prix, tandis que les volumes des derniers appels d'offres publics pour les installations sur bâtiments et sur ombrières n'ont pas été atteints. Cela pose la question de la capacité de développement et de la compétitivité de la filière en France.
  - le petit solaire (< 30 MW) en autoconsommation et à usage de chaleur présente un défaut de compétitivité, qui pourrait être réduit par un relèvement des seuils d'autorisation et une simplification de la réglementation. Ces deux facteurs allongent en effet la durée des projets, compliquent l'installation pour les particuliers et augmentent le coût moyen (comparativement à l'Allemagne par exemple, où les économies d'échelle sont plus importantes).
- L'éolien *offshore* (0 % de l'objectif atteint) demeure le principal décalage avec les objectifs de la PPE 2016. La France concentre

---

<sup>22</sup> D'après la CRE les prix du grand solaire en France sont 20 % plus élevés en France qu'en Allemagne et 23 % plus élevés qu'aux États-Unis.

pourtant le deuxième potentiel européen, et la prévision tablait sur la mise en service de 500 MW seulement (sur les 3 GW alloués au travers des appels d'offre de 2011 et 2013). Les nombreux recours émis (en phase de résolution début 2019) sont pointés du doigt, mais ont permis de mettre en exergue, de manière plus structurelle, les prix élevés du soutien public lors des deux appels d'offre. Initialement fixé à 200 €/MWh, le prix a été renégocié par l'État autour de 150 €/MWh, soit une économie de 15 milliards d'euros sur les 20 ans du mécanisme de soutien. Les recours ont également abouti à un recalage du calendrier de mise en service entre 2021 et 2024.

- Les filières expérimentales ont été soutenues par des mécanismes de prix garantis comparables à ceux pratiqués pour les filières solaire et éolienne, ce qui semble discutable au regard de leur faible rendement et du manque de compétitivité de ces énergies (les prix dépassent généralement les 150 €/MWh).

## ii. Une ambition de développement des renouvelables nécessitant un soutien public

Si le bilan des capacités installées est atteint, celui-ci est obtenu au prix d'un soutien public important pesant sur le pouvoir d'achat des consommateurs finaux. D'après la CRE, les prix hors inflation ont crû de 24 % entre 2010 et 2018, l'imputation des mécanismes de soutien dans le prix<sup>23</sup> représentant le premier poste du prix de détail, soit 37 % au 3<sup>e</sup> trimestre 2018 (CTA compris). En effet, l'État a privilégié une stratégie consistant à soutenir le développement des énergies renouvelables pour contribuer à faire émerger des filières

<sup>23</sup> Soutien des prix de vente de l'électricité d'origine renouvelable par le biais en particulier de la contribution au service public de l'électricité (CSPE) et de la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICFE).

nationales et participer à la baisse des coûts des solutions de production d'énergie renouvelable. Le coût de l'acheminement a également fortement progressé, notamment à cause des investissements dans le raccordement et la gestion de l'intermittence des EnR. Cette stratégie a fortement contribué à une hausse des prix de l'énergie pour le contribuable, sans nécessairement développer une industrie forte. La politique européenne est par ailleurs peu facilitatrice (les appels d'offres ne peuvent pas privilégier des solutions de *sourcing* nationales).

En 2017, la réforme du financement du compte d'affectation spéciale (CAS) Transition énergétique a recentré le financement de ces mécanismes de soutien directs sur les énergies carbonées (*via* la Taxe intérieure de consommation sur le charbon (TICC) et la Taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques (TICPE)), sans toutefois réduire en contrepartie la contribution au service public de l'électricité (CSPE) ou les coûts de raccordement. Ces derniers continuent à peser sur la facture d'électricité, pourtant largement décarbonée (37 g CO<sub>2</sub>/KWh). 69 % du CAS Transition énergétique est lié aux mécanismes de soutien aux EnR et 10 % à la lutte contre la précarité, laquelle augmente corrélativement avec la hausse de la facture énergétique finale.

De fait, d'après le Sénat, les charges de services publics de l'électricité devraient passer de 6,9 milliards d'euros à 10,2 milliards d'euros à horizon 2022, soit une croissance de 28 % en cinq ans. Ce surcoût devait être financé par une hausse des prélèvements, notamment la composante carbone de la TICPE. Il semble néanmoins difficile désormais pour le gouvernement de décider d'une hausse de la taxe carbone sans se heurter à un rejet populaire. La question du financement des mécanismes de soutien aux EnR se posera donc

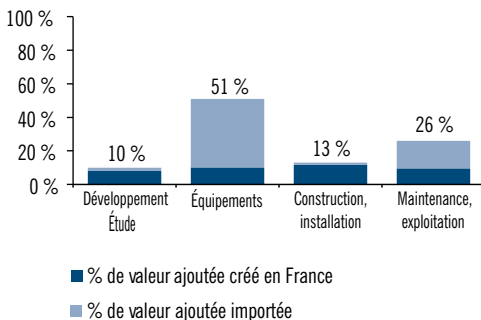
dans les années à venir. Il semble donc pertinent, si l'on veut maintenir le rythme de développement des renouvelables à un prix acceptable, de privilégier les solutions les plus matures nécessitant à court terme le moins de soutien public.

### iii. Préservation du potentiel d'exportation électrique français et structuration de la filière industrielle des renouvelables : des enjeux encore ouverts

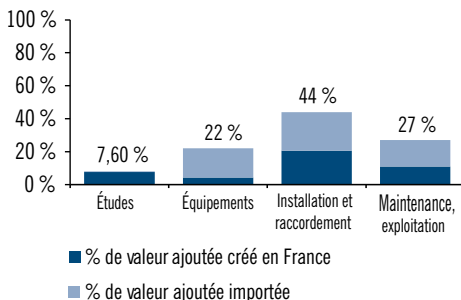
On constate dans les pays frontaliers un recours accru aux interconnexions et importations d'électricité, en lien avec la montée en puissance des EnR. La France a ainsi exporté 60,2 TWh d'électricité en 2018 (soit 11 % de sa production), dont une partie a servi à combler l'intermittence des EnR de ses voisins. Avec l'évolution du mix électrique, la variabilité de la production électrique devrait croître. Celle-ci devrait donc accroître l'interdépendance des systèmes électriques Européens et nécessite un pilotage plus coordonné des stratégies d'évolution des mix électriques de chaque pays pour préserver la sécurité d'approvisionnement européenne. C'est un des axes d'amélioration de la PPE, qui a été établie sur la base d'un exercice national, sans consultation et coordination préalable avec les exercices correspondants dans les pays frontaliers. L'Europe gagnerait à se doter d'une structure de pilotage plus intégrée des politiques électriques des pays Européens.

Enfin, concernant la création d'emplois et de valeur ajoutée sur le territoire français, la Cour des comptes soulevait dans son rapport de mars 2018 intitulé « Le soutien aux énergies renouvelables », que « *si le chiffre d'affaire des EnR a doublé entre 2006 et 2016 pour s'établir à 21,3 milliards d'euros, le manque d'intégration de la chaîne de valeur au niveau français et européen pèse toutefois sur la balance commerciale* ».

### Comparaison des différents postes de valeur ajoutée par géographie – Éolien terrestre



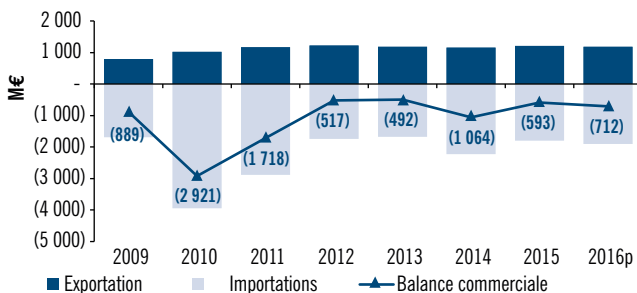
### Comparaison des différents postes de valeur ajoutée par géographie – Solaire photovoltaïque



Source : Cour des comptes.

Ainsi, la valeur ajoutée est captée à environ 40 % seulement pour l'éolien et 44 % pour le solaire, dont les équipements et pièces de rechanges représentent 60 % de la valeur des projets et sont largement importés. Cette situation pèse sur la balance commerciale française, avec un déficit annuel moyen de 1,1 milliard d'euros par an entre 2009 et 2016.

### Évolution de la balance commerciale des équipements EnR français



Source : Cour des comptes.

On peut constater que le développement des filières renouvelables en France ne s'est pas accompagné d'une démarche industrielle structurée qui aurait permis l'émergence d'un tissu industriel autour des technologies pertinentes et porteuses (telles que les systèmes de *balancing* des parcs solaires). La France a ainsi pâti de deux écueils :

- le déséquilibre de la concurrence entre l'Europe et certains pays asiatiques, notamment sur l'ouverture des marchés d'équipement publics aux entreprises étrangères. Cela a participé au déclin



d'une partie des fournisseurs d'équipements (tels que *Photowatt* qui était en 2000 l'un des trois principaux fournisseurs avec *Siemens* et *Solarex*) ;

- le manque de cadre réglementaire adapté pour le développement d'une stratégie industrielle nationale favorisant les projets de plus grande taille ou structurant les acteurs de l'installation. Elle aurait permis d'accélérer les réductions de coûts, comme a pu connaître l'Allemagne pour les installations solaires.

#### **2.2.4. Efficacité énergétique (chaleur et froid et rénovation des logements) : un gisement sous-évalué dans la première PPE conduisant à des réalisations limitées**

Le secteur du bâtiment représente 45 % de la consommation d'énergie finale, 60 % de la consommation de chauffage, 25 % des émissions de gaz à effet de serre. Or aujourd'hui, il existe sept millions de logements mal isolés en France sur 36,3 millions de logements, soit environ un logement sur cinq. La PPE 2016-2018 avait pour objectif de :

- massifier la rénovation énergétique des bâtiments résidentiels et tertiaires. L'objectif était de parvenir à une baisse de la consommation énergétique de 28 % à l'horizon 2030 par rapport à 2010, dont 8 % et 15 % respectivement en 2018 et 2023 ;
- favoriser la rénovation des bâtiments tertiaires existants, grâce à des exigences réglementaires renforcées.

Afin d'atteindre ces objectifs, l'État a mis en place des mesures incitatives permettant de promouvoir les travaux d'efficacité énergétique :

- des mesures fiscales (Crédit d'Impôt pour la Transition Energétique (CITE), TVA à taux réduit de 5,5 % et éco-prêt à taux zéro) ;
- des mesures transverses permettant de préserver la solidarité sociale en réduisant la précarité énergétique. Les aides de l'Agence nationale de l'habitat (ANAH) pour accompagner les rénovations énergétiques des ménages modestes, ainsi que la mobilisation des certificats d'économie d'énergie (CEE) au profit des ménages modestes afin de réduire la consommation des bâtiments, en font partie.

Selon un rapport de l'Inspection Générale des Finances<sup>24</sup>, le coût des différentes mesures prévues par l'État s'est élevé à 3,2 milliards en 2016, dont :

- 1,678 milliards d'euros pour le Crédit d'Impôt pour la Transition Energétique (CITE) ;
- 1,100 milliards d'euros pour la TVA à taux réduit ;
- 349,5 millions d'euros pour le programme « Habiter mieux » de l'ANAH et 80 millions d'euros de primes complémentaires du fonds d'aide à la rénovation thermique (Fart) également géré par l'ANAH ;
- 75 millions d'euros pour l'éco prêt à taux zéro.

---

<sup>24</sup> Aide à la rénovation énergétique des logements, avril 2017.

Une enquête de l'ADEME<sup>25</sup> publiée en 2017 a révélé que sur les rénovations réalisées entre 2014 et 2016, seules 5 % ont eu un impact énergétique important. Les travaux de rénovation énergétique souffrent aujourd'hui d'un manque de lisibilité qui nuit à leur généralisation : alors que la demande est forte, le nombre de chantiers n'augmente que trop lentement face à la complexité technique, parce que les financements sont dispersés.

Par ailleurs, face à un parc immobilier ancien très hétérogène et une précarité énergétique croissante, les besoins d'investissement nécessitent un recours massif à la solidarité nationale. L'effort demandé aux contribuables dans cette perspective semble difficilement acceptable et soutenable.

Il est à noter que les mesures d'efficacité énergétique de la première PPE adressaient plus particulièrement des politiques d'incitation à destination des particuliers, alors qu'un tiers de la consommation énergétique des bâtiments est issu du tertiaire privé, qui, lui, n'a fait l'objet d'aucune mesure dédiée. Ce secteur est pourtant plus facilement mobilisable (surfaces individuelles plus importantes, horizon d'investissement et de financement plus élevé...) pour la mise en place de politiques d'efficacité énergétique, et présente donc un levier important pour atteindre les objectifs.

Malgré ces différentes mesures incitatives, le bilan de la première PPE sur le volet bâtiment est donc mitigé, car les dispositifs n'ont pas permis d'atteindre les objectifs initialement fixés.

---

<sup>25</sup> Enquête sur les travaux de rénovation énergétique des maisons individuelles (TREMI), réalisée sur un échantillon représentatif de la population.

### 2.2.5. Mobilité : en l'absence de technologies matures, pas de révolution des usages et un bilan carbone en hausse

En France, le secteur des transports est le plus émissif, avec une part de 29 % des émissions nationales en 2016 (132,6 Mt équivalent CO<sub>2</sub>, contre 121 Mt équivalent CO<sub>2</sub> en 1990). Il représente près d'un tiers de la consommation d'énergie finale française<sup>26</sup>.

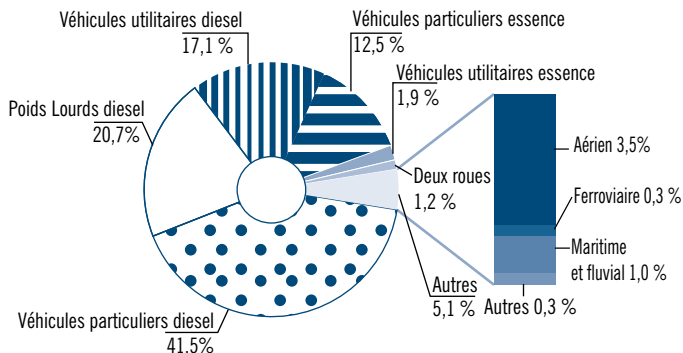
Concernant les émissions domestiques, le transport routier représente à lui seul 95 % de ces émissions, réparties entre les véhicules particuliers (54 % des émissions nationales liées aux transports en 2016), les poids-lourds (20,7 %), et les véhicules utilitaires (19 %). Le transport aérien et maritime représente environ 5 % des émissions liées aux transports. Toutefois, les émissions liées au transport aérien et maritime international (22 Mt équivalent CO<sub>2</sub> en 2016), à un niveau environ quatre fois plus élevé que celui des transports aérien, maritime et fluvial domestiques réunis, sortent du cadre de la SNBC et de la PPE, et ne sont pour la plupart pas visées par des mesures européennes ou nationales<sup>27</sup>.

---

<sup>26</sup> SDES, Bilan de l'énergie, données 2016.

<sup>27</sup> La feuille de route 2011 de la Commission européenne comprenait une trajectoire de réduction des émissions de CO<sub>2</sub> de 40 % pour le transport maritime (combustible de soute), et une part de 40 % de carburants à faible intensité carbone pour l'aviation.

## Émissions de gaz à effet de serre du transport en France par carburant



Source : CGDD, CITEPA.

Le transport de voyageurs et de marchandises suit une tendance à la hausse qui devrait se poursuivre.

- Le transport intérieur de voyageurs a augmenté de 28,6 % entre 1990 et 2017. Il est dominé par l'utilisation des véhicules particuliers (avec 80,5 % des voyageurs-km<sup>28</sup> réalisés sur le territoire français), suivi du transport ferroviaire (11,7 %) et des autres transports collectifs (autocars, autobus et tramways, 6,2 %<sup>29</sup>).

<sup>28</sup> Unité de mesure qui équivaut au transport d'un voyageur sur une distance d'un kilomètre, Insee.

<sup>29</sup> Au total, 941,3 Mds de voyageurs-kilomètres en 2017. Les modes actifs et le transport fluvial ne sont pas comptés dans ces statistiques, car représentant une part trop faible. Les transports aériens ne représentent que 1,6 % des voyageurs-km réalisés. Les trains à grande vitesse représentent 59,6 milliards de voyageurs-km. MTES/SDES.

- Le transport intérieur de marchandises a augmenté de plus de 30 % entre 1990 et 2017. Cette croissance est essentiellement réalisée par le transport routier (85,7 % des tonnes-km réalisés sur le territoire français en 2017 contre seulement 9,3 % par transport ferroviaire)<sup>30</sup>. Depuis 1990, le fret ferroviaire a continuellement régressé au profit du transport routier. En élargissant aux échanges internationaux, le transport maritime représente 80 % du volume de marchandises transportées.

La politique européenne est structurante et relativement ambitieuse en matière de mobilité. Elle joue le rôle de cadre pour les politiques nationales, notamment en termes de régulation fiscale et de normes techniques.

Elle impose une forte réduction des émissions globales des États membres à travers le principe de partage de l'effort. Si un premier objectif de l'Union européenne visait 60 % de réduction des émissions de GES pour le secteur d'ici 2050, la nouvelle feuille de route propose des trajectoires de neutralité carbone<sup>31</sup>.

Elle impose aussi les méthodes de mesure de la consommation et des émissions des véhicules, ainsi que les seuils à respecter. Leur mise à jour devrait permettre de mieux tenir compte des émissions et de la consommation réelle des véhicules lors d'une utilisation

---

<sup>30</sup> Au total, 359 milliards de tonnes-km en 2017. La navigation fluviale compte pour 1,9 %, et les oléoducs pour 3,1 %. MTES/SDES.

<sup>31</sup> Il existe également plusieurs autres objectifs européens, notamment celui d'atteindre une part de 10 % d'énergies renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie du secteur des transports d'ici 2020, ainsi que de nombreuses règles, notamment vis-à-vis de la tarification visant le secteur (Directive Eurovignette, ou directive 92/106/CEE concernant les transports combinés) ou l'obligation d'afficher les informations de consommation des véhicules neufs à l'achat.

normale, équipements compris<sup>32</sup>. Des normes d'émissions pour les véhicules particuliers s'imposent aux constructeurs (seuil de 130 gCO<sub>2</sub>/km depuis 2015, ramené à 95 gCO<sub>2</sub>/km à partir de 2021<sup>33, 34</sup>). Aussi, l'Union européenne a récemment durci sa politique en imposant de nouveaux seuils d'émission visant les véhicules particuliers, les camionnettes, et pour la première fois les poids-lourds (voir partie 3). Il peut néanmoins être déploré que ces réglementations ne touchent pas ou peu les secteurs de l'aviation ou du transport maritime qui constituent également des émetteurs importants de gaz à effets de serre.

### Proposition

Promouvoir l'émergence d'une politique européenne dans certains secteurs. En particulier, l'Union européenne représente l'échelon pertinent pour la régulation des émissions des transports longues distances de biens et de personnes tels que le maritime, l'aérien et, dans une certaine mesure, le routier. Ces secteurs devraient faire l'objet d'une politique dédiée mise en place par la prochaine Commission européenne.

Au niveau national, la LTECV impose un objectif de 15 % d'énergies renouvelables dans la consommation finale de carburants d'ici 2030, et un objectif de sept millions de points de charge électrique en 2030. La SNBC prévoit, quant à elle, une réduction des émissions de GES du secteur d'environ 25 % d'ici 2024-2028<sup>35</sup> par rapport

<sup>32</sup> L'ancien cycle d'homologation, le New European Driving Cycle (NEDC) est remplacé progressivement par le Worldwide harmonized Light duty Test Cycle (WLTC), et par un test complémentaire supplémentaire, le Real Driving Emissions (RDE), afin d'évaluer les véhicules en conditions réelles (sur route).

<sup>33</sup> Avec des pénalités pour les constructeurs en cas de non-respect de ces seuils.

<sup>34</sup> Pour les camionnettes, le seuil est de 147 gCO<sub>2</sub>/km pour 2020.

<sup>35</sup> Budget annuel moyen proposé dans la première SNBC (96MtCO<sub>2</sub>eq pour le troisième budget).

à 1990, et une réduction de 65 % d'ici 2050. Ces objectifs, déjà ambitieux compte tenu de la trajectoire historique, sont toutefois moins élevés que celui de la neutralité carbone, introduit ultérieurement par le Plan Climat et intégré dans le nouveau projet de décret de la SNBC.

Le décret de la PPE 2016, soumis à ces objectifs et contraintes européens et nationaux, comporte peu d'objectifs structurants propres au secteur des transports : atteindre 2,4 millions de véhicules électriques ou hybrides rechargeables en 2023, des objectifs de développement du bioGNV (0,7 TWh en 2018 et 2 TWh en 2023, pour atteindre 20 % de la consommation de GNV en 2023) et des biocarburants avancés (essence : 1,6 % en 2018 et 3,4 % en 2023 ; diesel : 1 % en 2018 et 2,3 % en 2023). Des objectifs plus globaux s'y rapportent également de façon indirecte, avec la réduction de la consommation d'énergie primaire liée au pétrole de 15,6 % en 2018 et de 23,4 % en 2023.

Une grande partie des mesures proposées par la première PPE sur les transports renvoie à la stratégie pour le développement de la mobilité propre (SDMP), qui y est directement annexée. Celle-ci repose notamment sur plusieurs mécanismes préexistants, fiscaux et réglementaires (bonus-malus, composante carbone de la TICPE, taxes à l'immatriculation ou sur les véhicules des sociétés). Dans la PPE, une trajectoire pour la taxe carbone avait été proposée, pour atteindre 56 euros en 2020 contre 22 euros la tonne au 1<sup>er</sup> janvier 2016 et 30,5 euros au 1<sup>er</sup> janvier 2017.

L'objectif national de réduction des émissions de GES liées aux transports n'est pas atteint. En 2016, les émissions des transports dépassent de 12 % celles de 1990, et le plafond indicatif défini par



la SNBC est dépassé de 6 %<sup>36</sup>. Le Centre interprofessionnel technique d'études de la pollution atmosphérique (CITEPA) prévoit une augmentation de ces émissions pour 2017<sup>37</sup>.

La hausse du transport de marchandises et du transport de passagers, l'absence de changement majeur sur les technologies de motorisation et l'absence de report modal vers des transports moins carbonés, n'ont pas permis une inflexion des émissions de GES et de consommation d'énergie fossile des transports. Le fort succès des modèles SUV (*Sport Utility Vehicles*<sup>38</sup>), couplé à la baisse des ventes de véhicules diesel<sup>39</sup>, a de plus contribué à une hausse des émissions moyennes des véhicules neufs (de 109,2 gCO<sub>2</sub>/km en février 2016 à 112 gCO<sub>2</sub>/km début 2019<sup>40</sup>).

La progression des technologies des véhicules électriques et hybrides n'a pas permis une explosion des ventes de ceux-ci, dont le coût à l'achat demeure élevé malgré les mesures d'accompagnement telles que la prime à la conversion ou le bonus-malus. Le nombre de véhicules électriques ou hybrides rechargeables, bien qu'en très forte progression, dépassait seulement les 163 000 fin 2018, contre 106

---

<sup>36</sup> Premier budget carbone indicatif de 127 MtCO<sub>2</sub>eq en moyenne, émissions de 1990 à 121 MtCO<sub>2</sub>eq.

<sup>37</sup> La consommation d'énergie suit une tendance en légère hausse, avec 509 TWh en 2016.

<sup>38</sup> Les ventes de SUV représentent près de 40 % des ventes sur le marché français - Budget 2019 - *Écologie, développement et mobilité durables*, Rapport général, Jean-François HUSSON.

<sup>39</sup> La vente de véhicules diesel a connu un fort repli, en passant sous la barre des 50 % d'immatriculations de véhicules neufs en 2017 (47,3 %), pour atteindre 39 % en 2018, contre près de 73 % en 2012. Source : Comité des constructeurs français d'automobiles (CCFA).

<sup>40</sup> Service de la donnée et des études statistiques (SDES), STAT Info Transports N° 187 - avril 2019.

500 en 2017, soit une hausse de 27 %<sup>41</sup> (1,5 % des ventes de véhicules neufs immatriculés en 2018)<sup>42</sup>. L'objectif de la PPE 2016 semblait donc inatteignable, selon les différentes projections disponibles à ce jour<sup>43</sup>. D'autre part, les technologies à hydrogène peinent à se développer en dehors d'utilisations spécifiques, et le déploiement de flottes de poids lourds et de bus GNV, bien que soutenu par la mise en place du suramortissement des véhicules depuis 2016, reste très faible et ne suffit pas à inverser la hausse des émissions du secteur.

### Des enjeux du transport marqués par une stratégie manquant d'équilibre

Deux grands types de politiques sont utilisés afin de réduire les émissions liées aux transports : un cadre fiscal et incitatif, souvent établi au niveau national, et un cadre normatif, établissant des règles communes au sein de l'Union européenne. Aussi, des aides accompagnent aux deux niveaux le déploiement des technologies et des infrastructures nécessaires à la création d'écosystèmes industriels ou au lancement de modèles économiques.

À ce titre, la PPE 2016 a utilisé comme principaux leviers des outils fiscaux et incitatifs : le bonus-malus écologique à l'achat de véhicules neufs, la prime à la conversion (la loi de finance 2019 prévoit une dépense de 132 millions d'euros à cet effet), la mise en place d'une trajectoire à la hausse de la composante carbone (*via* la TICPE pour les transports), et quelques mesures de niche. Le Plan Hydrogène

<sup>41</sup> La hausse était de 33 % en 2016 ; Source : DMO PPE 2019.

<sup>42</sup> Toutefois, le nombre de bornes de recharge électrique dépassait à la même période le cap des 25 000, soit un point de recharge pour environ 6,5 véhicules (le taux conseillé par la Commission européenne étant de 1 pour 10).

<sup>43</sup> Les réseaux électriques au service des véhicules électriques, CRE - octobre 2018 ; DMO PPE 2019.

et le Plan Vélo ont été présentés au cours de la période 2015-2018, mais leur dotation reste faible par rapport aux autres dispositifs et leur mise en place présente une forte inertie (un parc automobile met plus de dix ans à être rénové). De même, certaines mesures telles que l'obligation de respecter une part d'au moins 50 % de véhicules faibles émissions pour les achats de véhicules de transport en commun urbains (à partir de 2020) ne sont pas encore mises en œuvre, et correspondent à des périmètres limités.

Concernant les mesures déjà mises en œuvre, l'exercice de la PPE 2016 a permis d'identifier plusieurs limites :

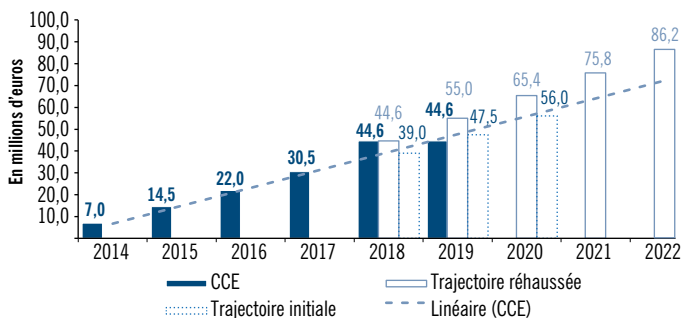
- La PPE se heurte à un secteur dont l'inertie industrielle est forte (jusqu'à dix ans pour la mise sur le marché de nouveaux modèles) car le marché de l'occasion reste très important (près de trois-quarts des demandes d'immatriculation). En passant de près de 11 ans en 2008 à près de 12 ans en 2017, le temps de renouvellement du parc augmente face à une PPE dont le cadre à court terme est de cinq ans.
- La Contribution Climat Energie (CCE) devait initialement atteindre 56 euros en 2020 (39 euros en 2018). Le relèvement de la trajectoire en 2017, pour atteindre 44,6 euros en 2018 et 86,2 euros en 2022, se répercute directement sur la composante carbone des TIC. Néanmoins, cette hausse n'est pas supportée uniformément par le secteur. Aussi, la transparence du fléchage des revenus de la TICPE (notamment vers la transition écologique<sup>44</sup>) est remise en question, et la hausse d'une taxe visant en partie des populations ne disposant pas d'un accès suffisant à des

<sup>44</sup> Du fait du principe de non affectation des budgets, seule la part des TIC dirigée vers le CAS-TE est soumise à un fléchage strict et clair.

mobilités alternatives est régulièrement critiquée. À ce titre, la hausse de la CCE prévue pour 2019 a dû être reportée suite au mouvement de contestation des gilets jaunes, et pourrait être suspendue à plus long terme.

Ainsi, la hausse de la Contribution Climat Énergie (taxe carbone) ayant été supprimée pour l'année 2019, une nouvelle trajectoire devra être précisée par l'État, alors qu'une partie des revenus attendus était destinée au financement des infrastructures routières.

### Contribution Climat Énergie réalisée et projections



Des solutions ont été évoquées, face au manque d'acceptabilité sociale de cette composante carbone lors de périodes de prix élevés sur les marchés. L'idée d'une TICPE « flottante », introduite en modifiant le montant de la composante carbone afin d'amortir ponctuellement une hausse des prix du pétrole, a ainsi été abordée pendant un temps. Néanmoins, cette mesure grèverait d'autant les fonds destinés au financement de la Transition écologique, et ne permettrait pas d'assurer une prévision budgétaire sereine pour l'État ni une anticipation claire pour les entreprises.

Derrière ces trajectoires, la hausse de la TICPE cible principalement les véhicules particuliers (54 % des émissions de GES)<sup>45</sup>, tandis que les autres modes de transport, notamment les poids lourds qui représentent près de 20 % des émissions domestiques de GES, sont partiellement exemptés de l'effort de réduction des émissions de GES. En effet, la TICPE comporte de nombreuses exonérations accordées par exemple aux transports maritime, aérien et routier (6,9 milliards d'euros en 2018)<sup>46, 47</sup>. Ces exonérations contribuent à une faible acceptation sociale de l'augmentation de la taxe carbone, accompagnée par un sentiment d'injustice devant cet outil fiscal. De ce point de vue, la contribution de la taxe carbone à la création d'une incitation suffisante pour un report global vers des modes de transports plus vertueux peut être remise en question.

En 2018, le gazole non routier (GNR) représentait 2 milliards d'euros d'exonérations. Initialement, le projet de loi de finance 2019 prévoyait la suppression du remboursement partiel sur le GNR en dehors du secteur agricole et du secteur ferroviaire (visant notamment le secteur du BTP), pour une réduction de 900 millions d'euros des dépenses. Toutefois, à la suite des annonces du Gouvernement fin 2018, cette suppression des remboursements partiels sur le GNR a été annulée.

Aussi, le transport routier de marchandises (*via* le gazole routier) a bénéficié en 2018 de 1,1 milliard d'euros d'exonérations qui

<sup>45</sup> Les activités de taxi disposent néanmoins d'un remboursement partiel de TICPE, dont la justification socio-économique reste à définir.

<sup>46</sup> Prévus dans le PLF 2018 - exonération complète de la TICPE pour le kérosène ; 3 milliards d'euros ; taux réduit gazole non routier : 2 milliards d'euros ; remboursement partiel TICPE gazole pour le transport routier : 1,1 milliard d'euros), exonérations de TICPE pour les secteurs maritimes et fluviaux : 434 millions d'euros ; Source : I4CE, Réseau Action Climat.

<sup>47</sup> La loi de finance pour 2019 prévoit 13,25 milliards d'euros de revenus bruts issus de la TICPE.

contribuent à la réduction du déséquilibre induit par la TICPE entre les transporteurs français et les transporteurs étrangers, ces derniers pouvant s'approvisionner en carburant en dehors du territoire national. Néanmoins, ces exonérations contribuent globalement à la compétitivité du transport routier par rapport à d'autres modes de transport moins émissifs tels que le fret ferroviaire, sans compter les effets peu couverts sur le réseau routier non concédé (congestion, pollution atmosphérique, usure des infrastructures...) qui ajoutent un poids supplémentaire pour la société.

Une taxe nationale sur les véhicules de transport de marchandises, appelée écotaxe, avait été initiée en 2009 pour une mise en application en 2014, afin de faire supporter le coût d'entretien des infrastructures routières à tous les utilisateurs, indépendamment des facteurs liés à la nationalité. Celle-ci a finalement été abandonnée à la suite d'un mouvement de contestation, la même année.

En dehors des secteurs soumis à une compétition européenne qui induirait un déséquilibre<sup>48</sup>, un élargissement de l'assiette fiscale pourrait permettre une meilleure acceptabilité de la taxe carbone pour les particuliers, et pourrait accélérer la transition vers améliorations technologiques ou des carburants moins émetteurs de GES (GNV, hydrogène). Une trajectoire de suppression progressive des remboursements et abattements de taxes sur les carburants (TICPE) pourrait être envisagée, associée à une politique d'accompagnement plus forte pour soutenir la transition vers des transports moins émissifs. Cela constituerait un signal fort pour favoriser l'émergence de technologies de transport moins dépendantes

---

<sup>48</sup> Pour les raisons citées précédemment, le transport routier ne peut faire l'objet d'une hausse de la TICPE nette, alors que des transporteurs étrangers peuvent s'approvisionner hors du territoire national et se soustraire à cette taxe.

des énergies carbonées. Une diminution véritablement progressive des exonérations permettra en outre une phase d'adaptation moins difficile pour les différents secteurs visés. À ce titre, une diminution progressive du taux de remboursement des Taxes Intérieures de Consommation (TIC) sur le Gazole non routier (avec une diminution moins forte ou reportée pour le secteur ferroviaire et le secteur agricole, où un taux super-réduit s'applique en amont), et sur les exploitants de taxis, au profit direct et exclusif de mécanismes de soutien à la transition de ces activités, peut être une piste à étudier.

La diminution des exonérations sur le transport routier de marchandises, du fait de la compétition entre transporteurs européens, pourrait être réalisée avec un niveau de taxation équivalent au niveau européen. Néanmoins, une tarification de type vignette ou par péage, en place dans d'autres pays, est une solution qui reste ouverte et semble plus facile à mettre en œuvre (ces solutions sont détaillées dans la partie 3.3.3).

Si les exonérations concernant le transport aérien et maritime intérieur relèvent du niveau national et ne souffrent pas significativement d'une compétition européenne<sup>49</sup>, celles qui concernent le transport de marchandises par voie navigable ainsi que le transport maritime et aérien international relèvent du niveau européen (et international pour les deux derniers). Le transport aérien intérieur à l'UE est soumis à un système d'échange de quotas d'émissions, relié en partie au marché du carbone européen mais qui bénéficie d'allocations

---

<sup>49</sup> Un report de passager peut néanmoins être anticipé si les vols intérieurs sont moins nombreux à cause d'une sur-taxation les visant : les vols intérieurs permettent de regrouper des passagers dans les hubs nationaux, en vue de vols internationaux.

gratuites à hauteur de 82 %<sup>50</sup>. Un mécanisme mondial de compensation des émissions du secteur de l'aviation (*Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation - CORSIA*) a été adopté par l'Organisation de l'aviation civile internationale (OACI) , mais ne sera obligatoire qu'à partir de 2027<sup>51</sup>. Aussi, ce mécanisme possède une portée limitée car il autorise la compensation des émissions dépassant le niveau de 2020 (alors que le SEQE possède un plafond global presque « imperméable ») et permet également une compensation par des investissements réalisés antérieurement à 2020, *via* les unités de MDP. Ces dernières, issues du protocole de Kyoto, sont aujourd'hui très décriées pour leur opacité (financement de projets de lutte contre le dérèglement climatique). En ajoutant les prélèvements des États membres, l'ensemble des dispositifs ne permet pas d'observer une taxation véritable à travers l'Union européenne. En France, la taxe la plus notable est la taxe de solidarité sur les billets d'avion, mais celle-ci n'est pas liée aux émissions réelles ni à la distance parcourue.

Face à ces constats, l'élargissement de l'assiette – ou plus généralement l'établissement d'une véritable fiscalité – au transport aérien et maritime permettrait un report vers les modes moins émissifs tout en garantissant une meilleure acceptabilité sociale vis-à-vis de la trajectoire à la hausse de la composante carbone et de la participation du secteur à la réduction de ses émissions. Afin d'éviter des déséquilibres entre États membres de l'Union européenne, la taxation de ces émissions devrait être mise en place à un niveau

<sup>50</sup> Les émissions globales dépassant le plafond prévu par le SEQE aviation, les compagnies doivent acheter des quotas supplémentaires, ce qui diminue la part totale de quotas alloués gratuitement.

<sup>51</sup> Et couvrirait 93 % de l'activité aérienne internationale ; Source : Représentation française à l'OACI - <https://oaci.delegfrance.org/L-Assemblee-de-l-OACI-adopte-une-resolution-historique-relative-a-un-mecanisme>



européen, et devrait couvrir les coûts externes de ces activités dans chaque pays (pollution atmosphérique, réchauffement climatique, nuisances sonores, etc.). À défaut d'entente européenne, une taxation mise en place par plusieurs États membres proches regroupant une large majorité des flux pourrait limiter les phénomènes de fuite de flux vers des hubs ou des ports non soumis à cette taxe. Dans les ports, et en parallèle de ces mesures, l'aide au déploiement de solutions alternatives comme le GNL ou l'électrification des quais peuvent faciliter la transition.

À ce titre, plusieurs solutions sont possibles : abaisser la part des quotas alloués à titre gratuit aux opérateurs d'aéronefs ; instaurer une taxe carbone plancher commune sur le kérosène ; mettre en place une taxe commune minimale sur les billets d'avion, qui prendrait suffisamment en compte les distances parcourues. En effet, si la taxation du kérosène ou des émissions des transports internationaux s'avère difficile à mettre en œuvre au sens des organisations et accords internationaux (notamment avec la Convention de Chicago, les traités bilatéraux, ou les décisions de l'OACI), une piste possible serait celle d'une taxe sur les billets d'avion venant taxer le transport aérien de passagers au décollage depuis les aéroports concernés et proportionnellement à la distance parcourue par le voyageur<sup>52</sup>.

### **Une exigence de neutralité technologique dans les mécanismes d'incitation de l'État**

Depuis 1990, une véritable « diésélisation » du parc privé a été observée, en raison d'une politique fiscale favorable (près de dix points d'écart entre les taux de taxes sur le diesel par rapport à

---

<sup>52</sup> En couverture de ses coûts externes.

l'essence). Néanmoins, le Gouvernement a décidé dans la PPE 2016 d'aligner les deux fiscalités, après les scandales concernant les émissions des véhicules diesel (*dieselgate*). Ce changement brutal de stratégie a généré une forte incompréhension, notamment pour les ménages, et une grande incertitude chez les professionnels vis-à-vis des politiques publiques. Ce cas particulier révèle également l'importance de la prise en compte de l'ensemble des externalités issues d'une solution technique donnée, avec une évaluation allant de sa production à sa fin de vie.

Aussi, en favorisant une solution technique par rapport à d'autres, l'État peut écarter des pistes qui, à court et moyen terme, permettraient d'assurer une transition moins difficile pour la société et l'économie, tout en permettant une décarbonation plus forte des modes de transport.

Ces différents constats soulignent l'importance d'une exigence de neutralité technologique dans les décisions nationales et européennes, en privilégiant une logique de résultat (répondre à un objectif donné, tel que la baisse des émissions par véhicule) plutôt qu'une logique de moyen (telle que le soutien exclusif à une technologie décarbonée<sup>53</sup>).

---

<sup>53</sup> Voir les recommandations du rapport « Quelle place pour la voiture demain ? » de l'Institut Montaigne (juin 2017).

## 2.3. Les moyens étaient-ils à la hauteur des objectifs et leur efficacité peut-elle être mesurée ?

### 2.3.1. Une feuille de route d'émissions biaisée dès l'origine

Le bilan provisoire des émissions de gaz à effet de serre a été établi lors de la révision de la SNBC en décembre 2018, et il n'est pas positif. Les tendances d'émissions constatées sont supérieures au budget initialement établi et il est **peu probable que la France remplisse son premier budget carbone 2015-2018**. Selon ce bilan, le dépassement du budget carbone serait d'environ **+ 72 Mt équivalent CO<sub>2</sub> cumulées** (+ 4 %), réparties comme suit :

- 2015 : + 3Mt équivalent CO<sub>2</sub> ;
- 2016 : + 13Mt équivalent CO<sub>2</sub> ;
- 2017 : + 31Mt équivalent CO<sub>2</sub> ;
- 2018 : ~+ 25Mt équivalent CO<sub>2</sub>.

Ce dépassement serait principalement lié à :

- des facteurs conjoncturels pour environ 20 % :
  - un prix des énergies fossiles plus faible qu'anticipé entre 2015 et 2017,
  - l'indisponibilité fortuite d'une partie du parc de production électrique nucléaire entre 2016 et 2017 ;
- des facteurs structurels pour 80 % :
  - dans les **transports** : la faible amélioration des performances des véhicules neufs, un rebond des trafics routiers et un report modal moindre qu'espéré dans le secteur des marchandises,
  - dans le **bâtiment** : le rythme et l'ampleur insuffisants de la rénovation énergétique.

À ces mauvais résultats s'ajoutent plusieurs facteurs d'incertitude liés aux estimations de la SNBC :

- la surestimation des émissions liées au secteur électrique dans la SNBC 2015 (pour environ 20 Mt équivalent CO<sub>2</sub> par an, en prévision d'un recours accru à des moyens de production carbonés pour faire face à la diminution du nucléaire envisagée dès 2015 et repoussée depuis). Pour autant, l'objectif carbone de ce bloc dans les budgets 2018-2023 et suivants n'a pas été révisé en conséquence ;
- le maintien à moyen terme d'une réserve carbone liée aux capacités des territoires agricoles à stocker du CO<sub>2</sub> – comprise entre 35 et 40 Mt équivalent CO<sub>2</sub><sup>54</sup>. Cette hypothèse n'a pas fait l'objet d'une évaluation documentée au regard de l'évolution prévisionnelle du climat, des évolutions de l'urbanisation et de l'utilisation des terres.

Enfin, la proposition de SNBC révisée pour 2018 précise notamment que :

*« Le dépassement pourrait s'aggraver pour le deuxième budget carbone (2019-2023) compte tenu de l'inertie des émissions, notamment des transports qui croissent plus vite que le PIB. Des actions efficaces pour réduire sur le court terme les émissions sont donc indispensables pour limiter au maximum ce dépassement ».*

Partant de ces constats et incertitudes, il est nécessaire d'interroger la légitimité et de l'utilité de la SNBC, notamment dans le choix de ne tracer qu'une trajectoire unique sur de nombreux facteurs qui ne relèvent pas uniquement de la France.

---

<sup>54</sup> Rapport de l'Autorité environnementale N° 2019-01.

### 2.3.2. Les limites structurelles de la PPE dans son élaboration et son acceptabilité

L'outil de « programmation énergétique » n'est pas nouveau et a été utilisé avec succès suite aux chocs pétroliers dans les années 1970. Il visait à mettre en place le plan nucléaire et améliorer l'indépendance énergétique française. Cet outil a depuis été repris par de nombreux pays européens afin de préciser leur stratégie énergétique nationale (en Allemagne, en Suède ou au Danemark). Dans son principe, l'exercice de PPE demeure bon. Il présente cependant plusieurs carences structurelles.

D'abord, la PPE n'a retenu qu'un seul scénario d'atteinte des objectifs de décarbonation de la SNBC, décliné par type d'énergie et sans interaction entre ces différents types d'énergies. Pourtant, par construction, cette trajectoire repose sur l'évaluation de plusieurs scénarios peu explicites. Ainsi, pour l'électricité, la PPE 2016-2018 repose sur un seul des quatre scénarios de référence établis par RTE, lequel retenait une diminution de la consommation énergétique essentiellement portée par un report massif sur l'électricité, qui de son côté restait stable. Ce scénario a été questionné par plusieurs acteurs au vu des tendances historiques et du nombre de facteurs extérieurs (climatiques, économiques, politiques). La fixation d'un scénario unique, reposant sur des hypothèses fortes, fait courir un risque structurel à l'ensemble de la trajectoire proposée : la non-atteinte d'un ou plusieurs objectifs de la PPE peut rendre inopérante l'ensemble de sa stratégie. Il serait opportun d'introduire plus de flexibilité sur les trajectoires proposées, afin de parer à toute éventualité, comme le fait la programmation de l'énergie de l'UE.

Ensuite, l'articulation de cette programmation nationale avec les différentes strates internationales (COP), européennes (Paquet Energie climat), régionales (Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des Énergies Renouvelables ou S3REnR, SRCAE, etc.) et locales reste insuffisante. Ainsi, les objectifs quantitatifs européens (en matière de mobilité, d'économie d'énergie, de développement des énergies renouvelables) sont parfois sur-transposés en droit national, avec des échéanciers différents. Quant aux objectifs concrets déclinés par région (au travers des plans et schémas régionaux), ils sont inconnus ou illisibles pour les particuliers. À l'échelle nationale, les nombreux renvois de la PPE vers d'autres schémas ou stratégies directeurs (SNBC, plan stratégique d'EDF, LOM et SDMP, Plan Chaleur, etc.) et les calendriers de révision associés (annuels, triennaux, quinquennaux) ne permettent pas un alignement clair des objectifs environnementaux, économiques et opérationnels. Ils compliquent d'autant la mesurabilité des indicateurs de suivi et l'exercice de synthèse.

Par ailleurs, la portée de trois ans de la première PPE ne permet pas non plus de confirmer les tendances observées dans les trois principaux secteurs (électricité, isolation/chauffage, et mobilité) dans un délai qui soit compatible avec les cycles longs d'exploitation et d'investissement de ces industries. Après un décalage d'un an pour établir la PPE 2016-2018, l'élaboration de la seconde PPE 2019-2023 s'est, elle, étalée sur une période de deux ans à rapporter à une durée de planification de cinq ans. Ce temps très long d'élaboration conjugué au délai d'obtention des données environnementales questionne la pertinence de la durée de programmation sur cinq ans.

Enfin, en dépit d'un effort de consultation des nombreuses instances (Autorité environnementale, CSE, CESE, CDP) réalisé dans le cadre de l'établissement de la PPE, peu de scénarios ont été soumis à discussion auprès des parties prenantes, réduisant de ce fait les contributions potentielles. En particulier, le grand public reste insuffisamment impliqué dans cette transition énergétique (Cf. 3.5.2. - Une implication trop faible des particuliers et des entreprises dans la construction de la PPE). Les objectifs et moyens mis en œuvre pour accompagner la transition demeurent largement incompris. Ainsi, d'après un sondage *Opinion Way* du 06 novembre 2018, 78 % des Français sont incapables de citer une aide en faveur de la rénovation énergétique. Aussi, à l'occasion des débats publics organisés pendant la préparation de la seconde PPE, seuls deux des cinq scénarios RTE étaient proposés à la discussion, illustrant les limites de la consultation publique<sup>55</sup>.

La mesurabilité des politiques publiques utilisées paraît d'autant plus compliquée que les mesures et moyens mis en œuvre (fiscaux, normatifs, réglementaire) sont nombreux et parfois cumulatifs avec des périmètres variés.

L'objectif de la PPE est d'assurer une transition énergétique qui par définition n'est pas une « rupture » avec les usages passés. L'intérêt de la transition est de lisser les effets du changement en le séquençant en différentes étapes. Il nous semble qu'un des facteurs de réussite de toute transition demeure dans l'équilibre des mesures, leur compréhension et l'acceptabilité des moyens

---

<sup>55</sup> Scénarios RTE - Ampère : « réduction de la production du nucléaire au rythme du développement effectif des énergies renouvelables » ; Volt : « développement soutenu des énergies renouvelables et une évolution du parc nucléaire en fonction des débouchés économiques à l'échelle de l'Europe ».

engagés. Le dossier de synthèse de la programmation doit répondre à cette exigence de lisibilité des moyens engagés, de mesurabilité des résultats (pour l'ensemble des objectifs poursuivis) et de transparence. Or, la crise sociale de novembre 2018, liée à la hausse de prix des carburants, met en exergue une des défaillances majeures de cette programmation : si cette dernière repose bien sur une modélisation économique, elle tend à occulter les facteurs sociaux et sociétaux.

### Proposition

Afin de permettre un véritable suivi et pilotage de la PPE, réaliser une synthèse annuelle et raccourcir le délai d'élaboration des principaux indicateurs de pilotage (émissions, coûts et principales réalisations).

### 2.3.3. Absence de déclinaison d'une stratégie industrielle pour supporter la mise en œuvre des objectifs

La loi relative à la LTECV et la PPE s'inscrivent dans une perspective de croissance verte et de création d'emplois inscrite dans la loi. Pourtant, la dimension industrielle permettant de faciliter sa prise en main par les acteurs privés et (para-)publics n'est pas déclinée.

La Cour des comptes notait en 2018 que le montant des investissements profitant à la France pour le renouvellement des capacités électriques a cru de 30 % entre 2006 et 2016 (pour atteindre 1,4 milliard d'euros), alors même que le montant total de ces investissements avait doublé sur la même période. La Cour notait que les énergéticiens, développeurs et entreprises du BTP avaient structuré des filières permettant de capter une partie de la chaîne de valeur mais que les filières industrielles d'équipements et de



composants avaient quitté la France. Le rapport notait également que les industries françaises couvraient :

- moins de la moitié de la valeur ajoutée liés aux investissements dans les énergies renouvelables ;
- moins de 25 % de la valeur ajoutée sur la fabrication des moyens de production renouvelables éoliens<sup>56</sup> et solaires<sup>57</sup>.

Le plan d'investissement d'avenir (PIA) vient soutenir les industries dans la captation du marché de la sous-traitance des composants au travers du programme « *Windustry* » dans l'éolien, et de manière plus générale autour de la *FrenchFab*, mais son évaluation n'est pas encore réalisée. La captation de valeur à l'échelle nationale pour ces segments d'avenir semble également compromise, car une grande partie de ce potentiel provient des technologies de l'information (numérisation, intelligence artificielle pour la prévision de données). Or, l'Europe se situe en retrait des géants américains et chinois, comme en atteste le rapport Villani (2018).

À titre d'exemple, le secteur de la production de modules photovoltaïques en Europe a connu il y a quelques années une concurrence non maîtrisée des produits d'importation chinois. Ce secteur a depuis disparu, faute d'une prise de position de l'UE pour garantir un principe de réciprocité et de concurrence équitable. De même, l'émergence des nouvelles technologies (*offshore* flottant, batteries mobiles...) ne bénéficie pas d'un cadre réglementaire

<sup>56</sup> Par exemple, 80 % du marché des turbines est couvert par quatre groupes européens hors de France.

<sup>57</sup> L'essentiel des cellules photovoltaïques est produit en Chine depuis la (quasi-)faillite des derniers producteurs allemands.

européen permettant de garantir leur développement. Cette absence de stratégie industrielle européenne pénalise la plupart des filières autour de la transition énergétique et réduit la valeur ajoutée créée sur le sol européen.

La composante industrielle dans la stratégie nationale et dans la PPE doit donc être plus affirmée. Certaines industries françaises sont en effet capables de relever le défi de ces transformations énergétiques (l'industrie nucléaire, la filière des éoliennes *offshore*...). Sur ce plan, les orientations énergétiques de nos partenaires européens semblent plus clairement définies, par exemple en matière de développement éolien pour les Pays-Bas et au Danemark, tandis que la France n'a pas choisi de structurer une politique industrielle autour de sa politique énergétique. Si la solution à ce problème ne se situe pas uniquement à l'échelle nationale, la nécessité de préserver les intérêts industriels et commerciaux à l'échelle de l'Union européenne devra figurer à l'agenda de la prochaine Commission. En particulier, la notion de réciprocité – sur des bases économiques équitables – des accès aux marchés publics, que ce soit en termes d'équipement ou de développement, doit être affirmée dans les négociations commerciales internationales.

### **2.3.4. Des incitations à l'efficacité variable, et couvrant seulement un tiers des émissions**

Comme nous l'avons rappelé en première partie, la PPE est une programmation dont l'objectif principal est d'assurer la transition énergétique en diminuant les émissions des GES conformément aux orientations de la SNBC. Or, la SNBC vise des objectifs ambitieux de neutralité carbone en 2050. Par conséquent, l'évaluation de la politique

publique et des moyens alloués à cette action doit faire l'objet d'une évaluation du bilan d'économie de CO<sub>2</sub> rapporté à son coût.

<b>Budget SNBC</b>					
<b>En MtCO2</b>				<b>Var.</b>	<b>Var.</b>
<b>Secteurs</b>	<b>2015-2018</b>	<b>2019-2023</b>	<b>2024-2028</b>	<b>18-23</b>	<b>23-28</b>
Transport	127	110	96	(17)	(14)
Résidentiel tertiaire	76	61	46	(15)	(15)
Industrie manufacturière	80	75	68	(5)	(7)
Industrie de l'énergie	55	55	55	–	–
Agriculture	86	83	80	(3)	(3)
Traitement des déchets	18	15	13	(3)	(2)
<b>Total hors UTCATF</b>	<b>442</b>	<b>399</b>	<b>358</b>	<b>(43)</b>	<b>(41)</b>
UTCATF	(40)	(39)	(38)	1	1
<b>Total</b>	<b>402</b>	<b>360</b>	<b>320</b>	<b>(42)</b>	<b>(40)</b>

Source : SNBC 2015 : Premier budget Carbone 2015-2018.

## i. Bilan carbone et budgétaire des trois axes de la PPE

Afin de rapprocher la PPE de la SNBC, nous avons comparé les trajectoires d'émissions de GES aux émissions effectives, que nous avons mises en perspective avec le budget alloué par l'État à chacun de ces domaines.

## Réalisation des budgets carbones SNBC comparé au subventionnement des axes de la PPE.

Comparaison des objectifs et bilan des PPE 2016-2018 et 2018-2023						
Année	Subventions (Mds€)	Bilan carbone (MtCO <sub>2</sub> )				
	2018	Réalisé 2016	Réalisé 2018	Objectif 2018	Objectif 2023	Objectif 2028
Mix électrique	6,9	27,4	24,7	-37,0	-37,0	-37,0
Logement et chauffage (efficacité énergétique)	6,5	39,8	n.d.	-37,5	-22,5	-7,5
Transport - Mobilité	0,7	73,3	n.d.	-67,0	-50,0	-36
Autres énergie - hors PPE		-18,1		-18,1	-18,1	-18,1
Autres consommations logement et bâtiment tertiaire - hors PPE		38,5		-38,5	-38,5	-38,5
Autres transports - (VU, PL, rail, aérien, maritime)		59,5		-59,5	-59,5	-59,5
Agriculture		76,7		86,0	83,0	80,0
Déchets		16,2		18,0	15,0	13,0
Industrie manufacturière - Énergie et solvants		92,6		80,0	75,0	68,0
<b>Total</b>	<b>14,1</b>	<b>499</b>	<b>n.d.</b>	<b>499</b>	<b>456</b>	<b>415</b>
Captation carbone (100 % UTCATF)		(36,3)		(40,0)	(39,0)	(38,0)

Sources : SDES, Bilan électrique RTE, SNBC, Commission des finances du Sénat.

<b>Émissions de GES ciblées par la PPE</b>	
<b>En MtCO<sub>2</sub></b>	<b>2016</b>
<b>Activité</b>	<b>MtCO<sub>2</sub></b>
Mise en décharge	10
Gestion des déjections	6
Production d'électricité et de chaleur	30
Véhicules particuliers	72
Résidentiel	49
Traitement des déchets	(2)
<b>Émissions ciblées par la PPE</b>	<b>167</b>
Émissions hors PPE	291
<b>Total Émissions de GES France</b>	<b>458</b>

Ce bilan appelle plusieurs observations.

D'abord, la PPE ne touche directement qu'environ 35 % des émissions de GES et son action n'est pas particulièrement orientée vers les domaines les plus émetteurs.

Ensuite, comme l'indique le tableau ci-dessus, le mix électrique (industrie de l'énergie dans la SNBC) ne prévoit aucune diminution des émissions de GES à horizon 2028. À cet égard, la PPE ne présente pas une diminution des émissions du mix énergétique, mais un remplacement des moyens de production actuels décarbonés (électronucléaire) par des EnR bas carbone. Pourtant, des économies de GES sont actionnables dans l'industrie énergétique (voir partie 3.5.2 sur les fuites de gaz). En revanche, ce poste concentre l'essentiel de la dépense budgétaire de la PPE avec 5,2 milliards d'euros de soutiens directs aux EnR<sup>58</sup> en 2018 – 7,3 milliards d'euros

<sup>58</sup> Montant du CAS Transition énergétique pour 2018, dont la prévision à l'horizon 2022 avoisine 10,2 Mds€.

budgeté en 2022 – qui sont financés depuis 2017 par la composante carbone sur les carburants (TICC et TICPE essentiellement). À ces soutiens directs s'ajoute un quantum non défini d'aides indirectes au travers de mécanismes de soutiens divers tels que les amortissements dérogatoires, ou certains coûts de raccordement intégrés dans le Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (TURPE).

Par ailleurs, la SNBC prévoit que le chauffage ou l'isolation du résidentiel tertiaire constituera un gisement important, avec 36 % des économies de GES attendues à l'horizon 2028. Ces gains sont à mettre en regard des 4,5 milliards d'euros de dépenses annuelles sous forme de crédits d'impôt, des mécanismes de soutien<sup>59</sup> et des réalisations en termes d'économies d'énergie, très en-deçà des prévisions. Corrigées des effets climatiques, la consommation finale d'énergie et les émissions de GES liées à la consommation des logements (notamment pour le chauffage) n'ont pas diminué sur l'horizon de la PPE. Ce bilan interroge sur la pertinence de la politique menée, mais également sur la priorisation des fonds publics alloués.

La mobilité constitue le principal levier d'économie de GES prévu par la SNBC et concentre 38 % de réduction des émissions attendues à horizon 2028. Les principaux outils au niveau national sont :

- i. l'introduction de la **taxe carbone**, dont les recettes sont allouées depuis 2017 au financement du CAS transition énergétique pour le financement des EnR ;

---

<sup>59</sup> Sénat : examen du PLF 2018, Cour des comptes.

- ii. les **aides à la conversion** et à l'achat de véhicule propre (pour 0,4 milliard d'euros en 2018), financées intégralement par le mécanisme du bonus-malus sur l'achat des nouveaux véhicules. Si cette politique a un réel impact sur la vente des véhicules neufs, elle présente une forte inertie à court termes compte tenu du délai de renouvellement du parc ancien en circulation.

Au niveau européen, les normes d'émission des véhicules permettent également d'actionner un levier important de réduction des émissions de GES, en incitant très fortement les constructeurs à atteindre des objectifs de réduction d'émission sur leurs véhicules mis en circulation, sous peine de pénalités financières.

Enfin, les objectifs de la PPE (et l'atteinte de la trajectoire de décarbonation de la SNBC) sont conditionnés à la réalisation dans le même temps d'objectifs de captation de carbone pour environ 40MT par le potentiel agricole français. Celui-ci repose notamment sur la croissance de l'activité forestière par la conversion des moyens de chauffage au bois, pour soutenir le secteur et permettre son développement. Or, la réalisation des objectifs de captation carbone par la forêt est remise en cause dans un récent rapport de la Fabrique Ecologique pointant qu'il faudrait quadrupler les moyens actuels de 0,8 milliard d'euros, afin de revitaliser 40 % des espaces forestiers délaissés qui ne remplissent plus leur rôle de captation carbone.

L'allocation des moyens par type d'usage de l'énergie au regard des effets attendus en matière de réduction effective des émissions de GES est fortement disparate. Les programmes de soutien aux EnR représentent 120 milliards d'euros de dépenses depuis leur création<sup>60</sup>

---

<sup>60</sup> Cour des Comptes, Le soutien aux énergies renouvelables, mars 2018

et devraient passer de 6,9 milliards d'euros par an en 2018 à 10,2 milliards d'euros en 2022, soit une enveloppe d'environ 40 milliards d'euros cumulés d'ici 2023. En comparaison, la dépense cumulée des programmes d'aides de l'État pour l'accompagnement de la mobilité propre (conversion et bonus) se situerait autour de 5 milliards d'euros entre 2018 et 2023 (sur une base de 0,9 milliard d'euro par an pour le PLF 2019), et 17,5 milliards d'euros pour la rénovation thermique des logements (sur la base d'un niveau de 4,5 milliards d'euros en 2018), soit une dépense publique cumulée de 17 milliards d'euros à l'horizon 2023. Une allocation différente des ressources financières publiques dédiées à la transition énergétique pourrait donc être étudiée, afin de prioriser les soutiens aux solutions présentant les potentiels de réduction d'émission les plus importants.

## ii. Une allocation des fonds publics difficile : le problème de la fiscalité écologique

74

En considérant la moyenne des estimations actuelles, les dépenses additionnelles pour atteindre l'objectif de la SNBC à 2028 sont comprises entre 25 et 40 milliards d'euros par an. En comparaison, les dépenses actuelles sont de l'ordre de 30 milliards d'euros par an (public et privé confondus<sup>61</sup>). Dans la mesure où la contrainte budgétaire est forte, l'essentiel de cette dépense doit être réalisé par la sphère privée, sur laquelle l'État dispose de deux leviers :

- la voie réglementaire ;
- la voie fiscale, en fixant un signal de prix afin de réorienter les investissements et les comportements.

<sup>61</sup> Les fourchettes reprennent les chiffres de la SNBC et des études I4CE, Ademe et OFCE.



Étant donné le caractère incertain de l'action réglementaire, c'est le signal de prix du carbone qui a été retenu comme l'instrument principal en faveur de la mutation du mix énergétique. Ce choix s'est traduit par la mise en place d'une composante carbone dans les taxes intérieures sur la consommation à partir de 2013 avec une augmentation progressive jusqu'à une valeur cible de 100 €/tCO<sub>2</sub>eq à l'horizon 2030. Cette taxe a envoyé un signal clair aux industriels (notamment dans l'orientation des investissements relatifs à la mobilité), mais son application concrète n'en pose pas moins de problèmes d'acceptabilité comme l'a démontré la crise des gilets jaunes.

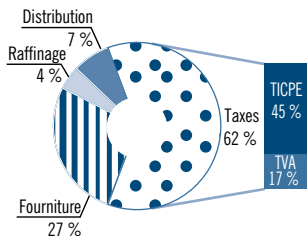
Dans la loi de finances pour 2017, le Gouvernement a prévu une accélération de la trajectoire, mais aussi amélioré la lisibilité de l'affectation des recettes, en allouant une partie du produit de la taxe carbone au financement du CAS Transition Énergétique (en remplacement de la CSPE). Les mouvements sociaux à fin 2018 ont néanmoins soulevé les problèmes suivants :

- Le sentiment d'iniquité partagé par les consommateurs : la taxe carbone est concentrée sur des assiettes non-élastiques de biens et services, et préserve la compétitivité de certains secteurs exonérés (transport, taxis). Cette taxe se concentre par ailleurs sur les ménages à faibles revenus (dans la mesure où elle s'applique sur certains biens et services de première nécessité) et sur les usages de mobilité dont la réglementation et les prélèvements ont eu tendance à s'alourdir ces dernières années (contrôle de vitesse, stationnement, contrôles techniques, rééquilibrage de la fiscalité sur le diesel).
- Le signal prix pose un problème structurel, dans la mesure où il repose sur des produits énergétiques dont le prix est volatil et déjà

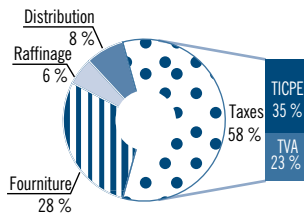
fortement fiscalisé. Cette fiscalité carbone pesant essentiellement sur les particuliers, la proportion des taxes rattachées à leur consommation interroge par ailleurs au regard de leur bilan carbone comparé.

- Le poids des taxes carbone supportées par le consommateur individuel dans les différentes sources d'énergie se répartit comme suit :
  - 37 % pour l'électricité (hors soutien indirect au raccordement des EnR inclus dans le TURPE et dans le CTA) avec un prix autour de 100 €/MWh ;
  - 28 % pour le gaz avec un prix autour de 55 €/MWh ;
  - 59 % pour le diesel ;
  - 61 % pour l'essence ;
  - 33 % pour le fioul domestique.

**Structure du prix moyen du gasole en 2018 – prix 1,45 €/L**

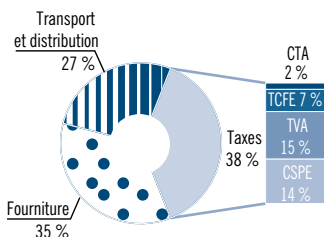


**Structure du prix moyen de l'essence en 2018 – prix 1,53 €/L**

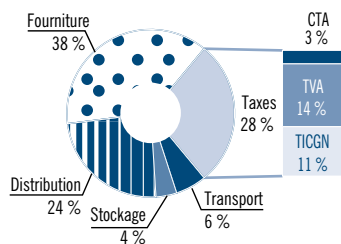


Source : CRE, MTES, UFIP.

### Détail de prix moyen de l'électricité pour les particuliers en 2018



### Détail de prix moyen du gaz pour les particuliers en 2018



Source : CRE, MTES, UFIP.

- Le produit de la taxe carbone (évalué à environ 9,1 milliards d'euros en 2018 contre milliards d'euros en 2016) n'a pas fait l'objet d'un discours clair concernant son utilisation. Or, si les recettes budgétaires sont fongibles dans le budget de l'État (principe de non-affectation des recettes), l'articulation d'un discours concernant les dépenses budgétaires en faveur de la transition écologique semble nécessaire à l'adhésion collective. Cela est particulièrement vrai en France, où le taux de prélèvements obligatoires est désormais le plus élevé des pays de l'OCDE. Les recettes de l'ensemble des taxes intérieures de consommation (TICs) en font une des principales ressources budgétaires de l'État et des collectivités, avec environ 24 milliards d'euros de recettes (13,5 milliards d'euros pour l'État et 7,6 milliards d'euros pour les collectivités en 2018).
- Les exemples suédois (diminution des charges et des prélèvements équivalente à l'augmentation de la taxe carbone), irlandais

(diminution du déficit budgétaire postérieur à la crise des finances publiques) et québécois (allocation des recettes à un « Fonds vert » destiné à financer le développement des transports) pourraient nous inspirer. Les dépenses en faveur de la rénovation du logement (4,5 milliards d'euros d'aides) et du CAS Transition Énergétique (7,2 milliards d'euros alimenté par la TICPE) permettraient d'ailleurs de justifier l'utilisation des fonds.

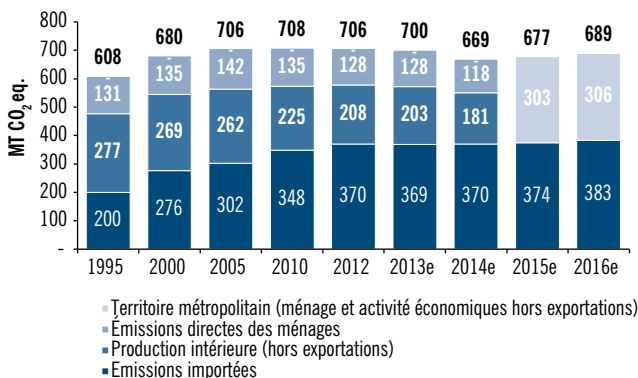
- La cohabitation de cette taxe avec le mécanisme du système d'échange de quotas d'émission (SEQUE ou EU-ETS) crée un double prix du carbone (autour de 20 €/TCO<sub>2</sub> depuis en 2018 pour le SEQUE). Cela est notamment dû à de nombreuses exonérations sectorielles et allocations de quotas gratuits pour les secteurs industriels fortement concurrencés à l'international. À cet égard, les imperfections de ce marché sont partiellement corrigées pour sa troisième et quatrième périodes, cependant le marché reste soumis à des aléas (forte volatilité, risques de spéculation) qui empêchent les acteurs de prendre des décisions d'investissement de long terme<sup>62</sup>.
- Comme le préconisait l'économiste américain William Nordhaus, une partie de la distorsion de concurrence pourrait être réduite par l'application de droits de douane écologiques ou encore le respect de normes environnementales à l'importation. Ces mesures prendraient en compte le bilan carbone des produits importés, qui représentent plus de 50 % des émissions carbone françaises depuis 2012<sup>63</sup>.

<sup>62</sup> Voir à cet effet la tribune de l'ONG *Green Finance Observatory* signée par 90 universitaires européens.

<sup>63</sup> Projet SNBC décembre 2018, p.10.

- Cet objectif est par ailleurs repris dans la feuille de route de la SNBC révisée (Orientation E-C 1 : mieux maîtriser le contenu carbone des produits importés).

### Estimation de l'évolution de l'empreinte carbone entre 1995 et 2016



Si la fiscalité carbone demeure le meilleur moyen de lutter contre le réchauffement climatique, cet outil doit être considéré dans une logique fiscale d'ensemble, et en prenant en compte son acceptabilité.

## 2.4 Conclusion intermédiaire

La PPE 2016-2018 était un premier exercice programmatique présentant une démarche de planification et de mise en cohérence de la politique énergétique avec les engagements français auprès de l'UE. Si sa phase d'initiation courte (trois ans) présente le désavantage de la revisiter trop rapidement et sans un bilan complet

(notamment environnemental), elle donne néanmoins l'opportunité d'en corriger les erreurs structurelles et d'adapter les moyens mis en œuvre par chaque Gouvernement par période de cinq ans. En revanche, sa conception peu transparente (manquant de lisibilité et de priorisation) peut être critiquée, ainsi que des objectifs difficilement atteignables (part de l'électricité nucléaire, diminution de la consommation des bâtiments) et des moyens (financiers, humains, industriels) parfois sous-estimés et non-financés. Une grande partie de ces critiques ont été soulevées lors de la consultation (CNDP, CESE) et par les évaluations de la Cour des comptes et du Sénat. Il est encore temps d'ajuster la nouvelle PPE sur certains points, tels qu'un meilleur contrôle et une allocation plus judicieuse des moyens publics, la mise en place d'un suivi plus régulier et synthétique pour l'ensemble des citoyens, et enfin, la mise en place d'un processus de transition plus démocratique. Ce dernier point permettrait d'assurer :

- une adhésion collective aux orientations énergétiques retenues, en favorisant l'instruction du débat sur les volets économiques et l'impact environnemental ;
- une allocation des moyens compatible avec les objectifs, par un financement transparent et équitable entre contribuables, consommateurs et entreprises.

## COMMENT COMPLÉTER LA PPE 2019-2023 ?

Dévoilée le 27 novembre 2018 dans sa version synthétique et le 25 janvier 2019 dans sa version complète, la PPE 2019-2023 est l'aboutissement d'un processus d'élaboration de 18 mois (entre juin 2017 et janvier 2019), à rapporter aux trois ans de durée de vie de la première PPE.



Le texte de 360 pages intègre de nombreuses corrections, tant de forme que de fond, par rapport à la première PPE. Il clarifie la feuille de route pour 2023 et dessine l'horizon énergétique à 2028. En effet, le bilan de la PPE 2016 initié par le Gouvernement a entraîné une révision de la trajectoire carbone aussi bien dans la SNBC de décembre 2018 qu'à travers un projet de loi de modification de la LTECV. Dans ce dernier, l'État compte ainsi :

- remplacer l'objectif de « diviser par quatre » les émissions de GES d'ici à 2050, par un objectif de « neutralité carbone » ;
- réviser l'objectif initial de baisse de la consommation d'énergie de 20 % d'ici à 2030, à 17 %.

Ces modifications font suite à un bilan CO<sub>2</sub> mitigé ces dernières années, (donne climatique et activité économique).

## 3.1. Remarques liminaires sur le document de programmation

### 3.1.1. Un périmètre qui ne couvre qu'un tiers des émissions de gaz à effet de serre

Un travail de réorganisation et de priorisation a été réalisé concernant les champs d'action de la PPE 2019. Les trois principaux objectifs sont :

- l'amélioration de l'**efficacité énergétique** et la **baisse des consommations** d'énergie fossile (demande d'énergie dans le transport et la mobilité) ;
- le développement de l'exploitation des **énergies renouvelables et de récupération** (offre d'énergie et évolution du mix électrique) ;
- la réalisation de **mix énergétiques cibles** résultant des transformations ci-dessus.

Le dossier inclut également des chapitres thématiques qui reprennent les objectifs plus « techniques » de la loi de manière transverse :

- la recherche et l'innovation pour le développement des nouvelles technologies de l'énergie ;
- la sécurité d'approvisionnement ;
- la préservation du pouvoir d'achat des consommateurs et de la compétitivité des prix de l'énergie, l'évaluation des besoins de compétences professionnelles ;



- la mobilisation des territoires.

Chacun de ces axes présente :

- les indicateurs et données disponibles ;
- les objectifs et les orientations ;
- les mesures en faveur de l'atteinte des objectifs.

Si la nouvelle PPE a pris le soin d'informer sur les émissions de domaines d'activité tels que l'industrie ou l'agriculture afin d'en dresser le bilan carbone (s'alignant ainsi sur la SNBC), on peut regretter que **son champ d'action demeure inchangé et ne couvre directement qu'un tiers des émissions** de GES. Sont ainsi laissées de côté par la politique actuelle :

- les **émissions du secteur agricole**, qui représentent pourtant le second poste d'émissions de GES dans l'inventaire national, soit 87 Mt en 2016 (19 % des émissions brutes). Parmi elles, 10Mt d'usages énergétiques pourraient être spécifiquement traités à travers un plan d'économie d'énergie agricole et 6 Mt liées aux déjections pourraient faire l'objet d'une valorisation systématique via l'économie circulaire et le biogaz ;
- la **consommation d'énergie par le secteur industriel** (10 % des émissions de GES françaises). Elle est partiellement traitée par le SEQE, mais sans volontarisme additionnel affiché *via* des mesures d'accompagnement ;

- la **consommation d'énergie des transports aérien et maritime**, dont la régulation relève d'organisations sectorielles au niveau international. Les émissions sont amenées à croître très fortement dans les années à venir (le trafic croît de 5 % par an) et des travaux<sup>64</sup> ont démontré que la contribution du secteur au réchauffement climatique après prise en compte des externalités en vol (émissions de NOx, facteur radiatif) dépassait largement la contribution actuelle annoncée de 2 % dans le mix des émissions françaises ;
- les **consommations d'énergie des bâtiments tertiaires** (7 % des émissions de GES françaises).

L'exemple de la Suède est instructif puisque depuis 2018, une initiative « *Fossil-free Sweden* » rassemble près de 400 collectivités locales et entreprises privées dans le cadre du plan climat adopté en 2017 par le Parlement. Ce dernier fixe à 2045 la date à laquelle le pays se doit d'avoir atteint la neutralité carbone. De la sidérurgie à l'aviation en passant par les mines et la construction, neuf secteurs industriels se sont engagés volontairement à réduire leurs émissions et abandonner les énergies fossiles, à travers une feuille de route élaborée filière par filière. En France, la notion de « raison d'être » des entreprises introduite par la loi Pacte pourrait être l'occasion de faire émerger des objectifs écologiques pour les entreprises.

---

<sup>64</sup> GIEC.

### 3.1.2. Une clarté et une cohérence encore insuffisantes dans le dossier de cadrage

La présentation et la pédagogie d'ensemble du document apportent une réponse aux critiques adressées à la première PPE, notamment en termes de lisibilité des moyens alloués, de description des moyens et mesures mis en place, et d'objectifs quantitatifs associés. Cependant, il nous semble que cet exercice présente **plusieurs problèmes structurels**.

Tout d'abord, sur le plan méthodologique :

- Contrairement à la première PPE qui avait été réalisée de manière disjointe de la première SNBC, ce qui créait certaines incohérences, **la PPE 2019-2023 et la SNBC 2018 ont bien été réalisées à partir d'un jeu d'hypothèses cohérent**. Cependant, le scénario de la PPE s'appuie sur des choix structurels forts maintenant une place centrale pour la production électrique centralisée capacitaire, et pour les réseaux de distribution (électrique et gazier). Ces choix initiaux limitent la possibilité d'explorer des scénarios alternatifs autour de solutions plus décentralisées (telles que l'autoconsommation, l'effacement ou la cogénération à partir de biogaz), ou des solutions permettant de répondre au déficit français en moyens de production électrique de pointe (telles que la production électrique de gaz en cycle combiné). Sachant que la trajectoire amorcée est structurante pour respecter l'objectif de neutralité carbone à horizon 2050, il ne sera pas aisé de réviser ces choix structurels dans les prochaines PPE.
- Il semble également que la PPE soit un exercice contraint, car il s'attache à réaliser une projection fondée sur les données historiques du marché (notamment électrique), et sur des

technologies matures, sans préjuger des développements possibles. Cette approche a pour conséquence directe de **ne pas mettre en avant d'ambition forte sur le développement de solutions innovantes** basées par exemple sur l'autoconsommation, l'effacement piloté, les *smartgrids* ou les *smart cities*, comme on pourrait l'attendre d'un exercice programmatique.

- Tout comme la première PPE, et conformément au processus prévu par la LTECV, la programmation renvoie à **des échéances plus lointaines concernant des critères fondamentaux pour l'évolution du nucléaire** ancien :
  - i. le plan stratégique d'EDF sur les propositions de restructuration du Groupe ;
  - ii. le *statu quo* sur les paramètres fondamentaux de régulation des prix de l'électricité sur le marché (accès régulé à l'énergie nucléaire historique ou ARENH, tarifs réglementés de vente ou TRV) ou de fiscalité (imposition forfaitaire sur les entreprises de réseaux ou IFER, taxe sur les installations nucléaires de base).

Ces décisions à venir sont susceptibles d'impacter le marché électrique.

- L'absence de choix structurant concernant les **grandes orientations de l'évolution du cadre réglementaire** peut rendre complexe l'adaptation du secteur, et celle d'EDF dans le cadre de son activité de gestion du parc nucléaire *a minima*.

Concernant la forme et l'objectif d'information du public :

- La PPE peine à réaliser une synthèse d'ensemble permettant de justifier ses décisions et orientations structurelles. Malgré un document de synthèse de 30 pages reprenant les mesures

principales, il est difficile d'extraire une vision synthétique du chiffrage économique par grand axe et par mesure associée, ni des gains attendus. Notre rapport propose ci-après une telle synthèse.

- La PPE ne permet pas une information éclairée du public concernant les grandes orientations prises et les réponses à certaines questions structurelles telles que :
  - Comment pérenniser la rente du nucléaire ancien pour les consommateurs, sans peser sur les investissements futurs ? Comment préserver le pouvoir d'achat des Français, compte tenu de la feuille de route sur le nucléaire ?
  - Quel coût complet et quel bénéfice global pour la société, entre, d'une part, un nouveau nucléaire et, d'autre part, une intégration massive des énergies renouvelables (au-delà de 20 % du mix) qui nécessitera des investissements dans les réseaux, le stockage électrique ou encore les interconnexions ?
  - Comment respecter les objectifs de réduction des émissions en arbitrant dans le temps entre des solutions d'amélioration de l'efficacité énergétique des ressources carbonées et la substitution par des énergies non carbonées ?
  - Quel financement des mesures entre consommateurs, contribuables et entreprises, et pour quelles contreparties ?

## **3.2. La diminution et décarbonation de la consommation liées au chauffage du bâtiment**

### **3.2.1. Des objectifs essentiellement fondés sur la trajectoire de la composante carbone**

La stratégie de la PPE pour ce pilier (25 % des émissions de GES) n'a pas connu d'évolution significative par rapport à la première PPE. Il s'articule toujours autour du renouvellement des modes de chauffage individuels et collectifs, de la rénovation énergétique des logements, afin de diminuer la consommation finale d'énergie (– 20 % prévu en 2020) ainsi que de la part de combustibles fossiles (fioul, charbon et gaz) destinée à ces usages. Dans une perspective d'augmentation de la facture énergétique carbonée, l'État souhaite également préserver le pouvoir d'achat des Français, en les orientant vers des modes de chauffage plus sobres au moyen de solutions d'isolation plus efficaces.

La nouvelle PPE s'inscrit dans la continuité de la première, dont les objectifs fixés initialement n'ont pas été atteints, comme nous l'avons vu dans la seconde partie du bilan portant sur la PPE 2016-2018. Elle ne propose pas non plus de mesures à destination du tertiaire privé, qui représente un tiers de la consommation énergétique des bâtiments. Ce dernier est pourtant plus facilement mobilisable pour la mise en place de politiques d'efficacité énergétique, d'une part du fait d'une plus forte concentration, et d'autre part du fait du caractère partiellement défiscalisable des investissements.

La principale mesure incitative pour la réduction de la consommation d'énergie fossile dans le bâtiment demeure la taxe carbone répercutée

dans les taxes intérieures sur la consommation, dont la trajectoire est définie dans la loi. Au-delà du coût direct sur le prix des combustibles de chauffage, ce coût du carbone est aussi un signal de prix structurant pour déterminer le niveau de soutien nécessaire aux travaux de rénovation énergétiques qui, sans cela, ne seraient sans doute pas rentables économiquement.

Outre cet instrument de fiscalité, la PPE 2019-2023 n'a pas entraîné de changement majeur dans les dispositifs en place. Certaines aides ont été renforcées (telles que le Fonds Chaleur ou encore les aides de l'ANAH) ou mieux ciblées sur les populations prioritaires afin de passer le mur de l'investissement. **Cette PPE s'inscrit donc parfaitement dans la continuité des exercices précédents, en faisant le choix de l'accompagnement des particuliers, essentiellement par une politique incitative.**

### 3.2.2. Un soutien important mais peu lisible pour la chaleur et le froid d'origine renouvelable

#### i. Les mesures en place sont peu lisibles

La PPE présente **la chaleur comme un vecteur de diminution de la consommation**, de réduction de la part des énergies fossiles et de développement des EnR. Bois énergie, solaire thermique, géothermie, énergie fatale, bio méthane, incinération des déchets : la « chaleur verte » joue en effet un rôle fondamental. La chaleur nécessaire pour les bâtiments et l'eau chaude sanitaire constitue plus de la moitié de la consommation énergétique en France (65 % de résidentiel tertiaire, 30 % d'activité industrielle, la part résiduelle correspondant essentiellement à l'agriculture). En revanche, **elle capte moins de 10 % du soutien aux EnR.**

En France, le gaz reste la principale source de production de chaleur : 40 %, contre 21 % pour les EnR thermiques (biomasse, pompes à chaleur, géothermie, biogaz ou solaire thermique), 18 % pour l'électricité, 16 % pour le pétrole et 5 % pour le charbon<sup>65</sup>. La part relative des EnR progresse de 0,8 % par an en moyenne depuis 2010, grâce à l'augmentation de la production (qui devrait se situer en 2028 entre 218 et 247 TWh<sup>66</sup>) combinée à une baisse de la consommation finale. La croissance de la part des EnR dans la production de chaleur est en ligne avec l'objectif, fixé par la LTECV, de multiplier par cinq (d'ici 2030 par rapport à 2012) la quantité de chaleur et froid renouvelables et de récupération livrée par les réseaux.

Néanmoins, malgré les objectifs fixés par les deux PPE, le rythme actuel de développement semble insuffisant, en raison de l'éparpillement des aides et du manque de compétitivité des sources renouvelables aux yeux des investisseurs. En outre, les solutions proposées par l'État ne sont pas suffisamment fléchées en fonction des situations (zones urbaines denses, communes rurales...).

## ii. Le développement des réseaux est essentiel

Face à la concurrence des énergies fossiles (notamment du gaz, dont le prix est particulièrement bas depuis 2013) et devant le manque de visibilité sur la trajectoire carbone, la chaleur renouvelable ne parvient pas à susciter l'intérêt des investisseurs, qu'il s'agisse d'industriels ou de collectivités. Les projets émergent grâce au soutien du fonds chaleur, et sont donc présents essentiellement dans le résidentiel, avec principalement le chauffage au bois domestique et

---

<sup>65</sup> PPE 2019.

<sup>66</sup> *Ibid.*



les pompes à chaleur, loin devant la biomasse. Néanmoins, sur le long terme, l'augmentation du prix des énergies fossiles sur le marché domestique, notamment sous l'impulsion du prix du carbone, devrait jouer positivement sur la reprise des investissements dans la chaleur et le froid renouvelables.

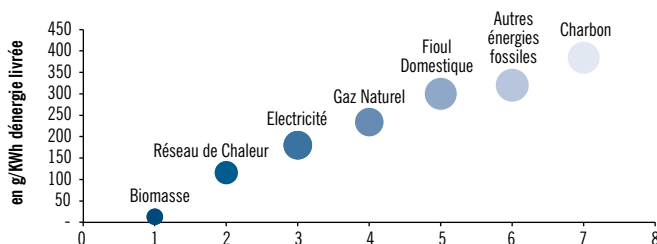
Aujourd'hui, l'essor de la chaleur et du froid renouvelables et de récupération passe par le développement des réseaux. Il permettra de massifier les recours à ces ressources renouvelables et donc de décarboner le mix de chauffage, pour un coût inférieur au soutien à l'installation de solutions renouvelables individuelles. Il permet aussi de piloter de manière centralisée les enjeux d'effacement de consommation énergétique, et d'apporter une solution de chauffage maîtrisée dans des contextes de zones densément peuplées ou de copropriété, dans lesquels les travaux de rénovation énergétique sont le plus compliqué à réaliser. En France en 2017, il existait 761 réseaux de chaleur et 23 réseaux de froid au service de plus de 2,3 millions d'équivalents logements répartis dans 600 villes – selon la dernière enquête réalisée par le Syndicat national du chauffage urbain et de la climatisation (SNCU) pour le compte du Service de la donnée et des études statistiques (SDES) du ministère de la Transition écologique et solidaire (MTES).

Les réseaux de chaleur en France (116 gCO<sub>2</sub>/kWh) sont moins émetteurs de CO<sub>2</sub> – à hauteur de 36 % par rapport à l'électricité, 50 % par rapport au gaz naturel et 61 % par rapport au fioul domestique<sup>67</sup>.

---

<sup>67</sup> Dernière enquête réalisée par le Syndicat national du chauffage urbain et de la climatisation (SNCU) pour le compte du Service de la donnée et des études statistiques (SDES) du ministère de la Transition écologique et solidaire.

## Contenu CO<sub>2</sub> des sources d'énergie



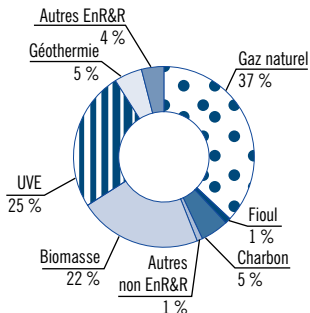
Source : dernière enquête réalisée par le Syndicat national du chauffage urbain et de la climatisation (SNCU) pour le compte du Service de la donnée et des études statistiques (SDES) du ministère de la Transition écologique et solidaire.

La chaleur livrée par les réseaux alimente à 91 % des bâtiments résidentiels et tertiaires. Le reste se répartit entre industrie, agriculture et réseaux interconnectés. Quant au froid, 94 % de la quantité livrée par les réseaux est à destination du secteur tertiaire. 38 212 bâtiments sont raccordés aux réseaux de chaleur (soit 2,4 millions équivalents logements desservis) et 1 234 bâtiments aux réseaux de froid<sup>68</sup>.

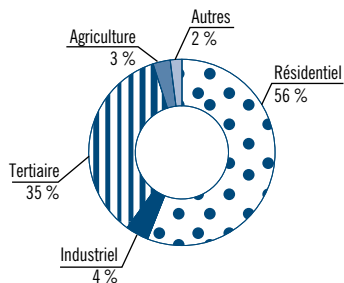
En 2017, d'après l'enquête du SNCU, 56 % du bouquet énergétique des réseaux de chaleur français était constitué d'énergies renouvelables et de récupération (contre 27 % dix ans plus tôt). 25 % ont été produits par des unités de valorisation énergétique des déchets (UVE), 22 % à partir de la biomasse, 5 % par la géothermie, et le reste par le biais d'autres sources émergentes telles que la récupération d'énergie fatale.

<sup>68</sup> Dernière enquête réalisée par le Syndicat national du chauffage urbain et de la climatisation (SNCU) pour le compte du Service de la donnée et des études statistiques (SDES) du ministère de la Transition écologique et solidaire.

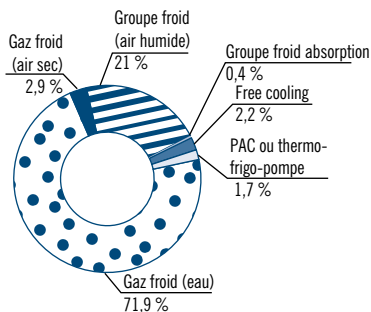
### Bouquet énergétique de chaleur (en énergie entrante)



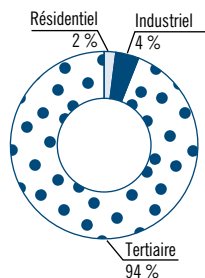
### Ventilation des livraisons de chaleur



### Bouquet énergétique par technologie



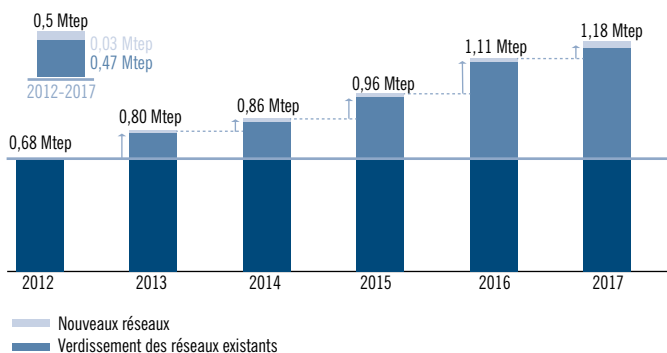
### Secteur de livraison



Source : Dernière enquête réalisée par le Syndicat national du chauffage urbain et de la climatisation (SNCU) pour le compte du Service de la donnée et des études statistiques (SDES) du ministère de la Transition écologique et solidaire.

Les réseaux de chaleur ne représentent que 20 % des 4 300 projets soutenus par le Fonds Chaleur en dix ans<sup>69</sup>, mais captent 70 % des financements au titre de la chaleur. Ils contribuent ainsi à la valorisation de ressources renouvelables telles que la géothermie profonde. Le Fonds Chaleur a permis de concrétiser de nombreux projets (1,18 Mtep de chaleur renouvelable livrés en 2017, contre 1,11 Mtep en 2016) en les rendant compétitifs par rapport à des installations recourant à des énergies fossiles. Néanmoins, la grande majorité du développement s'est effectuée par le verdissement des réseaux existants (0,47 Mtep sur 0,5 Mtep), tandis que la part de nouveaux réseaux est restée très faible (0,03 Mtep, soit 6 %).

### Évolution des livraisons de chaleur renouvelable et de récupération



Source : Dernière enquête réalisée par le Syndicat national du chauffage urbain et de la climatisation (SNCU) pour le compte du Service de la donnée et des études statistiques (SDES) du ministère de la Transition écologique et solidaire.

<sup>69</sup> ADEME.

L'enjeu est donc de créer de nouveaux réseaux tout en étendant et densifiant ceux existants. Il faudrait raccorder quatre à six millions d'équivalents logements supplémentaires avant 2030, selon l'Amorce<sup>70</sup>, alors que 330 000 seulement ont été raccordés entre 2012 et 2017 selon le SNCU. L'ADEME préconise d'aller chercher, au-delà des collaborations avec les grandes collectivités et métropoles sur les grands projets, de plus petits projets dont le développement est essentiel (même si leur coût marginal sera sans doute plus élevé), si l'on veut éviter une fracture énergétique territoriale. Plus de 600 collectivités de plus de 10 000 habitants au sein desquelles la densité est jugée suffisante pour soutenir les coûts de construction ne sont toujours pas équipées d'un réseau. Seuls 6 % environ de la population française est aujourd'hui raccordée à un réseau. L'ADEME a démarché toutes les communes de 10 000 à 20 000 habitants non raccordées, sans résultat probant jusqu'ici.

L'industrie représente également une cible prioritaire de raccordement aux réseaux renouvelables, puisqu'elle consomme annuellement 200ktep, fournis essentiellement par les énergies fossiles. Il existe une multitude de solutions techniques qui permettraient à l'industrie d'entamer sa transition énergétique, notamment le solaire thermique, la biomasse et la chaleur de récupération (dite aussi chaleur fatale). Cette dernière constitue un gisement particulièrement important (109 tWh)<sup>71</sup> pour produire de la chaleur directe, du froid, de l'électricité, ou pour alimenter des réseaux. Toutefois, si cette source est techniquement exploitable, elle peine à démontrer sa faisabilité économique.

---

<sup>70</sup> Premier réseau français d'information, de partage d'expériences et d'accompagnement des collectivités et autres acteurs locaux (entreprises, associations, fédérations professionnelles) en matière de transition, de gestion territoriale des déchets et de gestion du cycle de l'eau.

<sup>71</sup> ADEME.

En somme, malgré l'important potentiel des réseaux de chaleur en tant que vecteur de développement de la chaleur / froid renouvelables, l'annonce du gel du prix du gaz faite par le Gouvernement en réponse aux gilets jaunes risque de décourager les acteurs de l'efficacité énergétique. Le niveau de prix actuel du gaz nuit à la compétitivité des projets de réseaux de chaleur / froid. Les investisseurs n'ont par ailleurs pas confiance en la pérennité d'une trajectoire permettant de développer des projets sereinement.

### **iii. Les mesures de soutien à la conversion des moyens de chauffage individuels sont trop hétérogènes et peu maîtrisées par les ménages**

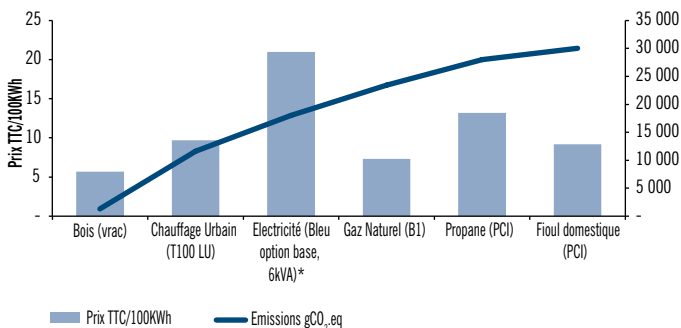
Si les solutions de chauffage collectif présentent des avantages évidents en termes d'effacement énergétique centralisé (par un pilotage centralisé de l'intensité du chauffage en période de pointe), de conversion vers des solutions moins carbonées, ou encore d'économies d'échelle, une majorité des habitations individuelles ne peut être raccordée à des moyens collectifs. De ce fait, les politiques publiques ont concentré la majorité des aides à la conversion des moyens de chauffage vers les installations individuelles.

Le chauffage au fioul a significativement reculé au cours des dernières années en raison de la montée en puissance du gaz et de l'électricité qui coûtent moins cher. Cependant, il concerne encore près de 12 % des résidences principales (soit 3,5 millions de maisons et appartements) et environ 10 millions de Français<sup>72</sup>.

---

<sup>72</sup> ADEME.

### Prix des modes de chauffage rapporté aux émissions



\* Estimation basée sur l'effet joule de l'électricité. Les pompes à chaleur présentent un ratio d'efficacité supérieur à 3 comparé aux autres modes de chauffage, ce qui permet de repositionner cette technologie dans les solutions compétitives.

Le Gouvernement souhaite ainsi remplacer un million d'équipements d'ici à 2023. Le ministère de la Transition écologique et solidaire (MTES) a fait en sorte que la prime à la conversion des chaudières au fioul soit rendue plus attractive et beaucoup moins compliquée pour les ménages qui y ont encore recours. Si ces derniers choisissent de passer à une chaudière biomasse ou à une pompe à chaleur (PAC), les plus modestes bénéficieront d'une prime de 3 000 euros et les autres, y compris les plus aisés, d'une aide de 2 000 euros. Les ménages qui opteront pour le gaz haute-performance percevront respectivement 750 euros ou 500 euros.

Le MTES anticipe 100 000 dossiers de prime à la conversion par an. Or, ces dernières années, 45 000 à 80 000 ménages ont

abandonné chaque année le fioul pour une autre énergie<sup>73</sup>, soit un rythme déjà relativement élevé avant la mise en place de la prime. Celle-ci risque donc de provoquer un effet d'aubaine, alors qu'elle est financée par le dispositif des certificats d'économies d'énergie (CEE) dont le coût croissant se répercute au final sur les consommateurs d'énergie (dont l'électricité, à travers le tarif réglementé de vente).

En plus des CEE, d'autres mesures permettent de financer le reste à charge, notamment le crédit d'impôt à la transition énergétique (CITE), mesure phare qui couvre jusqu'à 30 % de la facture dans les résidences principales construites depuis au moins deux ans, à condition de faire appel à une entreprise certifiée.

La PPE 2019-2023 prévoit également :

- d'intégrer dans le CITE, en 2019, les coûts de pose pour les ménages modestes, puis de faire évoluer ce crédit d'impôt en 2020 vers un montant forfaitaire différencié selon les technologies ;
- de maintenir la TVA à 5,5 % pour les équipements de chaleur renouvelable éligibles au CITE, ainsi que les travaux liés (par exemple, conduits d'évacuation des fumées, silos à granulés) ;
- de permettre à l'éco-prêt à taux zéro, à compter de mi-2019, de s'appliquer au forfait pour tous les travaux éligibles au CITE (jusqu'à 18 000 euros de prêt pour l'installation d'une pompe à chaleur géothermique). Jusqu'alors, il fallait réaliser au moins deux types de travaux (par exemple, pompe à chaleur et isolation des murs) pour en bénéficier ;

---

<sup>73</sup> Centre d'Études et de Recherches Économiques sur l'Énergie.



- de maintenir les aides de l'ANAH pour les ménages modestes (le total des dépenses est porté à 9 milliards d'euros).

Malgré cet arsenal, la conversion vers des solutions de chauffage alternatives n'est pas évidente pour tous. Les modes de chauffage ne sont en effet pas accessibles ou pertinents dans toutes les situations : le bois nécessite un poêle à granulés, le gaz naturel est beaucoup moins disponible en milieu rural, les pompes à chaleur se révèlent très énergivores lors des pics de froid et sont de ce fait moins adaptées à des zones très froides ou celles en situation de tension électrique. Si leur bilan économique annualisé reste positif par rapport à une solution de chauffage alternative, il convient néanmoins de ne pas sous-estimer le potentiel de sollicitation de pointe de cette solution. L'État, dans ses politiques d'incitation, a adopté une neutralité sur le plan des solutions énergétiques accessibles sur l'ensemble du territoire. Or, toutes les solutions ne se valent pas en fonction de la localisation géographique : ainsi, une multiplicité d'offres plus ou moins pertinentes en fonction de la situation de chacun s'est développée, nuisant à la lisibilité des solutions pour les particuliers (et générant donc une certaine réticence face au remplacement des moyens de chauffage). La structuration d'une information claire, adaptée et indépendante sur les solutions de chauffage et de rénovation énergétique auprès des particuliers s'est ainsi imposée comme indispensable (comme en témoigne le site d'information public [www.faire.fr](http://www.faire.fr) lancé en 2018).

### **3.2.3. Les mesures d'efficacité énergétique et d'isolation du parc immobilier**

Les mesures prévues par la PPE 2019 en vue d'accélérer la rénovation énergétique des bâtiments sont similaires à celles prévues pour

promouvoir la chaleur et le froid renouvelables. Elles se présentent sous forme d'incitations fiscales ou de subventions, et incluent :

- la rénovation de manière efficace de 500 000 logements par an (soit 2,5 millions d'ici à 2023), dont la moitié occupée par des ménages modestes, avec la poursuite du CITE majoré, converti en prime<sup>74</sup> et étendu aux propriétaires bailleurs ;
- le maintien du taux de TVA à 5,5 % pour les travaux de rénovation énergétique éligibles au CITE et autres travaux liés ;
- l'application de l'éco prêt à taux zéro au forfait pour tous les travaux éligibles au CITE à compter de 2019. Jusqu'alors, il fallait réaliser au moins deux types de travaux pour bénéficier de ces prêts avantageux ;
- le financement à 100 % d'un audit énergétique pour les ménages modestes détenant un logement dit « passoire énergétique », c'est-à-dire dont la note de diagnostic de performance énergétique est F ou G, et qui affichent donc une consommation de chauffage ou de climatisation excessive ;
- l'obligation, d'ici 2021, d'effectuer cet audit avant la mise en location et lors de chaque mutation, pour les logements privés notés F ou G – afin d'inciter les propriétaires à engager des travaux.

À ces mesures s'ajoutent celles de solidarité sociale (réduction de la précarité énergétique) : maintien des aides de l'ANAH pour

---

<sup>74</sup> À compter de 2019, le CITE est transformé en prime versée par l'intermédiaire de l'ANAH ce qui permet de le verser effectivement au bénéficiaire sans attendre son imputation en déduction des impôts dus.

accompagner les rénovations énergétiques des ménages modestes, et mobilisation des certificats d'économie d'énergie (CEE) au profit des ménages modestes.

### **i. Les solutions soutenues affichent un ratio coût / efficacité décevant**

Pour rappel, le coût des différents dispositifs fiscaux prévus par l'État s'est élevé à 3,2 milliards d'euros en 2016<sup>75</sup>, dont :

- 1,7 milliard d'euros pour le CITE ;
- 1,1 milliard d'euros pour la TVA à taux réduit ;
- 0,4 milliard d'euros pour le programme « Habiter mieux » de l'ANAH et les primes complémentaires du fonds d'aide à la rénovation thermique (Fart) également géré par l'ANAH ;
- 0,1 milliard d'euros pour l'éco prêt à taux zéro.

De nombreuses critiques, essentiellement liées à la lisibilité et au ratio coût / efficacité des aides, peuvent être formulées.

#### **Le CITE**

Le taux du crédit d'impôt s'élève à 30 % de la dépense réalisée pour l'acquisition d'équipements ou matériaux, ou pour la réalisation d'un diagnostic de performance énergétique. Le montant des dépenses ouvrant droit au CITE ne peut excéder 8 000 euros pour une personne

---

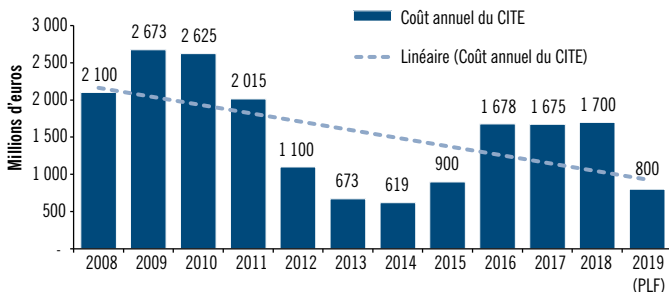
<sup>75</sup> Rapport de l'Inspection Générale des Finances « Aide à la rénovation énergétique des logements », avril 2017.

seule ou 16 000 euros pour un couple soumis à imposition commune, par période de cinq années consécutives et pour un même logement. Ces deux montants sont majorés de 400 euros par personne à charge.

Depuis sa création en 2001, ce crédit d'impôt a fait l'objet de nombreuses modifications quant au périmètre des dépenses éligibles et aux taux appliqués, ce qui l'a rendu peu lisible pour les particuliers et les professionnels du bâtiment, et a conduit à une grande volatilité de son coût. Les dernières modifications intervenues dans la loi de finance ont cherché à le simplifier et à l'optimiser, en le recentrant sur les travaux et les équipements les plus performants écologiquement.

Compte tenu des nombreuses modifications intervenues, le coût pour l'État a fortement augmenté, passant de 900 millions d'euros en 2015 à 1,7 milliard d'euros en 2016. Cet accroissement s'explique principalement, outre la mise en place d'un taux unique de 30 % pour tous les travaux menés, par la hausse du nombre de bénéficiaires (de 660 000 en 2015 à 1,2 million en 2016). Pour l'année 2017, la dépense fiscale est attendue à un montant proche de celui de 2016.

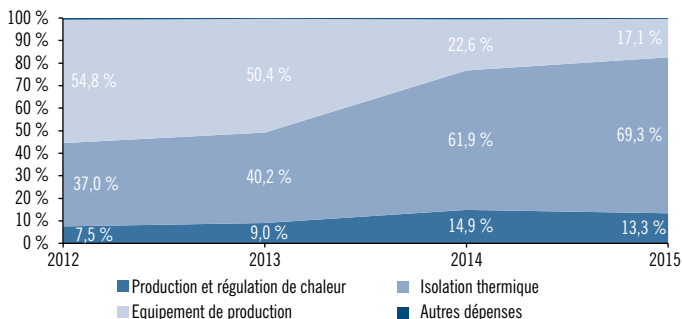
### Coût annuel du CITE



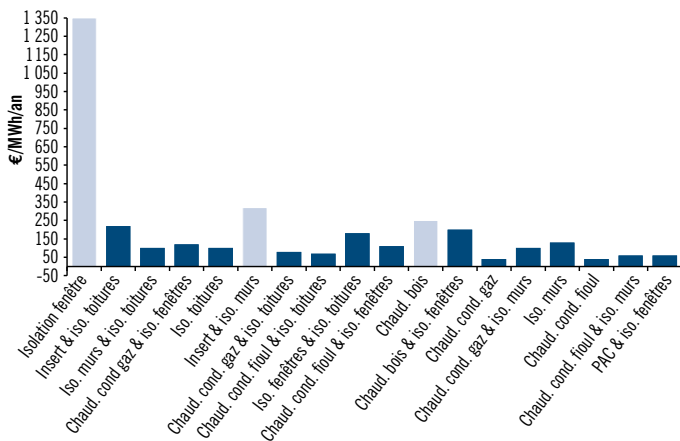
Toutefois, l'efficacité du dispositif (amélioration de la performance énergétique des logements) par rapport à son coût est sujette à caution. En effet, l'enquête réalisée en 2016 par la Cour des comptes à la demande de la Commission des finances du Sénat sur l'efficience des dépenses fiscales relatives au développement durable a révélé que le coût de la tonne de CO<sub>2</sub> évitée par le CITE se situe entre 80 euros et 90 euros. La Cour des comptes relevait également que le CITE n'est pas incitatif pour les gros travaux de rénovation énergétique, en raison notamment de son plafonnement. Ainsi la plupart des rénovations permettent des économies d'énergie modérées pour répondre aux objectifs à court terme de la PPE, mais ne pourront pas modifier à long terme l'équilibre énergétique des bâtiments rénovés en faisant des bâtiments à basse consommation. D'autres pays européens, à l'image de l'Allemagne, ont préféré massifier les aides pour favoriser des rénovations plus substantielles, présentant certes un coût plus élevé mais également une efficacité énergétique plus importante et plus pérenne.

De même, les différents travaux conduits sur l'efficacité (en termes d'économies d'énergie) de l'euro dépensé en rénovation des fenêtres constatent que le remplacement des fenêtres constitue l'une des mesures les moins efficaces pour améliorer la performance énergétique du logement. Ainsi, le montant moyen de CITE nécessaire pour réaliser une économie d'un mégawattheure par le remplacement des parois vitrées s'élèverait à 1 350 euros, contre 100 euros pour l'isolation de la toiture.

## Répartition des postes de dépense du CITE



## Ratio-coût du CITE sur économies d'énergie



## La TVA à taux réduit

La TVA à taux réduit ne permet pas de cibler les dépenses efficaces et constitue un signal trop faible pour susciter une véritable dynamique de travaux de rénovation énergétique. Tout d'abord, elle n'est pas conditionnée au niveau de ressources – contrairement au CITE et aux autres dispositifs d'aide à la rénovation énergétique des logements. Par ailleurs, elle n'exclut pas les résidences secondaires. Or, 65,4 % des propriétaires de résidences secondaires appartiennent au quatrième quartile de revenu, selon l'enquête logement pour 2016 réalisée par l'Insee. L'inclusion des résidences secondaires dans le champ du taux réduit de TVA à 5,5 % diminue en outre le rapport coût / efficacité en matière environnementale, dans la mesure où les dépenses énergétiques de ces logements, qui sont moins occupés que des résidences principales, sont également moindres.

D'autre part, la coexistence, depuis 2014, de deux dispositifs fiscaux (5,5 % et 10 %) aux assiettes parfois difficiles à distinguer est source de complexité pour l'ensemble des acteurs.

## Le programme « Habiter mieux » de l'ANAH

Ce programme a permis d'engager la rénovation énergétique de 40 726 logements en 2016, pour un objectif fixé à 70 000 et qui a été relevé à 100 000 logements pour 2017 (dont les 30 000 logements en copropriétés fragiles du nouveau programme « Habiter Mieux – copropriété »). Ciblants les ménages modestes, ce dispositif est celui qui intègre le mieux un objectif d'amélioration de la performance énergétique. Pour bénéficier des aides, les travaux de rénovation doivent en effet permettre une réduction d'au moins 25 % de la consommation énergétique conventionnelle du logement

(au moins 35 % pour les propriétaires bailleurs et les copropriétés). Le programme contribue ainsi à deux objectifs fixés dans la LTECV : amélioration de l'efficacité énergétique des bâtiments et réduction de la précarité énergétique.

### L'éco prêt à taux zéro

Destiné à offrir aux ménages une solution de financement de leur reste à charge tout en les incitant à conduire des rénovations énergétiques plus efficaces, l'éco-PTZ a enregistré un recul important depuis l'année de sa création. En effet, le nombre de dossiers a diminué de 7 847 octrois par mois en 2009 à 1 894 en 2016, et les montants émis ont suivi une évolution très similaire, de 128,9 millions d'euros par mois en 2009 à 33,4 millions d'euros par mois en 2016. Cette diminution s'explique par une combinaison de facteurs d'offre et de demande. Du côté des ménages, le faible niveau des taux d'intérêt réduit l'attrait d'un taux bonifié et rend moins onéreux le recours à d'autres types de crédit. L'impossibilité de cumuler deux dispositifs à partir de 2011 a également ralenti la demande, et l'annulation de cette décision en 2016 n'a pas permis d'inverser la tendance. Du côté des établissements de crédit, le cadre réglementaire de l'éco-PTZ est jugé complexe : il a nécessité de former les conseillers bancaires, d'instaurer des dispositifs supplémentaires de contrôle interne ainsi qu'une gestion dédiée en back-office. Les banques portaient par ailleurs la responsabilité de vérifier l'éligibilité des travaux, sur la base des devis communiqués par les ménages, ce qui ne correspond pas à leur cœur de métier et de compétence.

### Les CEE

Bien qu'il soit devenu un élément clé pour respecter l'engagement pris de diviser par deux les émissions de CO<sub>2</sub> d'ici 2050, et qu'il ait



déjà permis de remplacer 2,5 millions de chaudières et d'isoler 600 000 logements<sup>76</sup>, le CEE demeure un dispositif controversé, notamment en raison de l'absence d'évaluation post-travaux, combinée à une hausse des fraudes. Les faux chantiers et fausses factures représentent des dizaines de millions d'euros, selon la Direction générale des douanes.

Dans son dernier rapport sur les tendances et l'analyse des risques de blanchiment de capitaux, publié en décembre, Tracfin<sup>77</sup> indiquait avoir observé une augmentation significative du nombre de dossiers en lien avec la fraude aux CEE.

## ii. Mobiliser les propriétaires sur des travaux de rénovation se révèle difficile

Deux-tiers des « passoires énergétiques » sont des biens en location. La capacité à mobiliser les propriétaires bailleurs pour des travaux de rénovation énergétiques est donc clé. Or, une part importante des mécanismes incitatifs existants est destinée aux résidences principales. Des leviers fiscaux à destination des propriétaires bailleurs sont donc à prévoir, tels qu'une déductibilité des charges liées aux travaux de rénovation énergétique ou un déplafonnement des déficits fonciers associés à ce type de travaux (éventuellement plafonnés, ou conditionnés à la location à des ménages modestes). Alternativement, la rénovation énergétique pour les biens locatifs pourrait également être promue par l'application de pénalités ou l'interdiction de location de biens au coefficient énergétique trop élevé.

<sup>76</sup> MTES.

<sup>77</sup> Organisme du ministère de l'Économie et des Finances en charge de lutter contre le financement du terrorisme et le blanchiment d'argent.

Les copropriétés sont elles aussi difficilement mobilisables. Un obstacle majeur est le délai entre la prise de décision et l'exécution des travaux, qui peut menacer l'éligibilité aux aides. Il conviendrait de garantir l'accès aux mécanismes d'incitation existants à la date de la décision par la copropriété, quand bien même les travaux seraient réalisés un à deux ans plus tard. Par ailleurs, la disparité des situations financières des copropriétaires ne les rend pas tous éligibles à des aides, ce qui complexifie aussi la prise de décision. Un accès facilité à un mécanisme de prêt à taux bonifié, calqué sur le rythme d'économies d'énergies attendues, serait de nature à favoriser l'exécution de travaux.

### **iii. Les réglementations locales et contraintes liées à l'urbanisme sont lourdes et n'encouragent pas à effectuer des travaux**

108 Une enquête de l'ADEME<sup>78</sup> publiée en 2017 a révélé que parmi les rénovations réalisées entre 2014 et 2016, seules 5 % ont eu un impact énergétique important, c'est-à-dire permettant de franchir au moins deux classes du Diagnostic de performance énergétique (passer par exemple de F à D), signe pour l'ADEME qu'il faut encore améliorer l'accompagnement des ménages dans leurs travaux.

La loi pour la transition énergétique prévoit la mise en place d'un service public de la performance énergétique de l'habitat (SPPEH) à ces fins, et la LTECV a également créé des plateformes territoriales de rénovation énergétique (PTRE) à l'échelle d'un ou plusieurs établissements publics de coopération intercommunale (EPCI).

---

<sup>78</sup> Enquête sur les travaux de rénovation énergétique des maisons individuelles (TREMI) réalisée sur un échantillon représentatif de la population.

Toutefois, la multiplicité des structures et des missions sur le territoire, combinée à l'émergence d'outils numériques privés, rend l'action publique illisible pour les particuliers.

Dans le cadre de cette nouvelle PPE, l'État doit clarifier le périmètre et les missions des acteurs du service public et des plateformes territoriales, afin d'accompagner au mieux la montée en puissance de la rénovation énergétique. À cet égard, il convient sans doute d'améliorer la coordination entre les acteurs nationaux, régionaux et locaux de l'habitat et de la rénovation énergétique.

#### iv. Le secteur tertiaire n'est pas mobilisé pour la rénovation énergétique de ses bâtiments

Les mesures d'efficacité énergétique proposées par la PPE s'adressent plus particulièrement aux particuliers, alors qu'un tiers de la consommation énergétique des bâtiments est issue du tertiaire privé. Il s'agit pourtant d'un **potentiel d'économies d'énergie** plus facilement mobilisable :

- les surfaces concernées sont en moyennes supérieures à celles d'un habitat privé ;
- le secteur tertiaire a plus systématiquement recours à des moyens de climatisation et donc présente des niveaux de consommation élevés ;
- les logiques d'investissement sont en général plus facilement mobilisables par les entreprises.

### 3.2.4. Conclusion intermédiaire et axes de réflexions

Le chauffage est le deuxième poste d'émissions de CO<sub>2</sub> en France, ce qui en fait le principal gisement de décarbonation au travers de l'amélioration de l'efficacité des moyens de chauffage, l'augmentation de la part de chaleur produite à partir de sources renouvelables ainsi que la rénovation des logements. En outre, le remplacement des chaudières au fioul et au charbon par du chauffage plus performant permettra de réduire les émissions de GES.

Seulement, avec quatre à cinq fois plus d'émissions que la production totale d'électricité en France, la chaleur bénéficie pourtant d'un soutien des pouvoirs publics huit fois inférieur à celui consacré aux EnR électriques. Autrement dit, le kWh d'EnR chaleur est 30 à 40 fois moins soutenu par l'État que le kWh d'EnR électrique pour lutter contre le changement climatique<sup>79</sup>.

## 3.3. Révolution des transports : une ambition tournée vers les véhicules électriques

Fin 2018, le transport reste la principale source d'émission de GES dans le champ de la PPE, avec un total de 133 MtCO<sub>2</sub>eq en 2016 et environ 137 MT en 2018, soit environ un tiers des émissions françaises. Sur ces émissions, la PPE s'intéresse principalement à la mobilité routière des particuliers, soit 51 % de cet ensemble (environ 68 MtCO<sub>2</sub>eq). L'objectif de réduction des émissions au titre de la PPE est assez ambitieux et vise à ramener ces émissions annuelles à 50MT d'ici à 2023 (- 27 % par rapport à 2018).

---

<sup>79</sup> *Chaleur renouvelable les moyens consacrés en France à son développement sont-ils à la hauteur ?*, Carbone 4, 15 octobre 2018.

Néanmoins, en 2016, les émissions des transports dépassaient de 12 % celles de 1990 et de 6 % le plafond indicatif défini par la SNBC, et elles suivaient encore une trajectoire à la hausse pour 2017.

### **3.3.1. Des objectifs ambitieux de décarbonation de la mobilité**

Sur la prochaine période de la PPE, la réduction des émissions du secteur des transports restera principalement guidée par les décisions et objectifs européens. Ces derniers, pour l'ensemble du secteur du transport, consistent en une réduction des émissions de GES de 40 % d'ici 2030 (par rapport à 1990), avec une ambition de neutralité d'ici 2050.

Dans cette perspective, le règlement n° 443/2009 a instauré une limitation dès 2015 des émissions à 130 gCO<sub>2</sub>/km pour tous les véhicules particuliers neufs, assortie d'un mécanisme de sanctions en cas de non-respect. Il a été prolongé par le règlement n° 333/2014 qui impose un objectif de 95 gCO<sub>2</sub>/km dès janvier 2021, associé à un mécanisme récompensant la vente de véhicules dont les émissions sont inférieures à 50 gCO<sub>2</sub>/km. Bien qu'ambitieux, certains éléments de calcul de ces objectifs, sur lesquels reposent les politiques européennes de réduction des émissions automobiles, pourraient être rediscutées<sup>80</sup>.

---

<sup>80</sup> Le seuil de 95gCO<sub>2</sub>eq/km est un seuil moyen : la méthodologie de calcul prévoit une modulation en fonction du poids des véhicules, et donc des objectifs plus ou moins difficiles pour chaque constructeur selon la moyenne de poids de ses véhicules (un véhicule de 1T aura un objectif d'émissions de CO<sub>2</sub> plus contraignant qu'un véhicule de 1,5T).

De surcroît, deux accords entre le Parlement et le Conseil européens (décembre 2018 et février 2019) prévoient des objectifs pour l'ensemble de la flotte de nouveaux modèles de véhicules (moyenne par constructeur) :

- voitures : 15 % de réduction d'émissions de CO<sub>2</sub> d'ici 2025 par rapport à 2021, et 37,5 % d'ici 2030 ;
- camionnettes : – 15 % et – 31 % d'ici 2025 et 2030 par rapport à 2021 ;
- poids-lourds : – 15 % d'émissions d'ici 2025 par rapport à 2019, et – 30 % d'ici 2030, pour les nouveaux poids-lourds immatriculés dans l'UE.

La Commission européenne a également proposé un mécanisme de pénalités contraignantes contre les constructeurs n'atteignant pas leurs objectifs, ainsi qu'un mécanisme d'incitations pour les véhicules zéro ou bas-carbone. Ces mesures entendent lancer une vaste transition vers un parc de véhicules à faibles émissions.

Dans ce contexte, la principale stratégie poursuivie par la PPE 2019 consiste à s'assurer qu'une transition vers des véhicules bas-carbone sera effective aux horizons 2023 et 2028. En effet, la fin des ventes de véhicules particuliers neufs émettant des gaz à effet de serre d'ici 2040 a été annoncée à travers le Plan Climat 2017. Elle a été reprise par la PPE 2019 avec un objectif intermédiaire de 4L/100km en 2030 pour les véhicules particuliers thermiques neufs (prévu dans la SNBC)<sup>81</sup>, un seuil de 1,2 million de véhicules électriques pour 2023

---

<sup>81</sup> Dans la SNBC, un objectif de 21 l/100 km en conditions réelles pour les véhicules neufs roulant au diesel est prévu pour les poids-lourds.

et de 4,8M pour 2028. Suite à l'annonce du Plan Hydrogène en juin 2018, la PPE vise également 5 000 véhicules utilitaires légers à hydrogène d'ici 2023, puis 20 000 à 50 000 d'ici 2028, et respectivement 200, puis 800 à 2 000 véhicules lourds à hydrogène. Un enjeu important de l'hydrogène sera également sa décarbonation, avec une part de 10 % produite à partir d'énergies primaires non carbonées d'ici 2023, puis de 20 à 40 % d'ici 2028. Enfin, la PPE 2019 vise 20 000 poids-lourds circulant au GNV d'ici 2023.

Pour permettre un tel renouvellement du parc de véhicules, la PPE reprend la récente actualisation du mécanisme de bonus-malus et l'extension de la prime à la conversion (revalorisation, éligibilité de véhicules plus récents et doublement de certaines aides pour les ménages les plus modestes), afin d'accompagner au total un million de bénéficiaires.

La PPE 2019 pose également des objectifs de développement des infrastructures de recharge. Elles consistent essentiellement en des bornes de recharge pour les véhicules électriques (100 000 accessibles au public d'ici 2022-2023, contre 22 300 début 2018 ; la LTECV a établi un objectif de sept millions de points de recharge au total d'ici 2030 contre près de 200 000 installés fin 2018<sup>82</sup>), mais également pour les véhicules à pile à hydrogène (100 stations d'ici 2023, et 400 à 1000 d'ici 2028, contre une vingtaine aujourd'hui) et à GNV (770 stations d'ici 2023 et 330 à 840 d'ici 2028, contre 82 début 2018). La PPE place également comme objectif le développement d'un approvisionnement en GNL dans les grands ports, et en électricité (à quai) dans certains cas, pour lutter contre les émissions de GES du secteur et la forte pollution induite dans les ports.

---

<sup>82</sup> CRE, Les réseaux électriques au service des véhicules électriques, octobre 2018.

La PPE 2019 établit des objectifs d'incorporation de biocarburants avancés dans les carburants mis à la consommation, en privilégiant ceux-ci aux biocarburants traditionnels<sup>83</sup>, qui ne devront pas dépasser les 7 % de taux d'incorporation.

Le texte s'inspire des idées et mesures soulevées pendant les Assises de la Mobilité, et s'appuie sur la Stratégie de Déploiement des Mobilités Propres (SDMP), afin de proposer un ensemble de mesures nécessaires à l'atteinte de ces différents objectifs. La loi d'orientation des mobilités, encore en discussion, devrait par ailleurs être le bras armé de la SDMP.

La trajectoire d'émissions projetée par la SDMP anticipe un dépassement des trois prochains budgets carbone pour les transports : 128 MtCO<sub>2</sub> anticipés pour la période 2019-2023 contre 110 MtCO<sub>2</sub> demandés par la SNBC, et 112 MtCO<sub>2</sub> en 2024-2028 contre 96 MtCO<sub>2</sub>. Les émissions du secteur respecteraient cependant le nouveau budget prévu par la SNBC2, à partir de la période 2029-2033 (94 MtCO<sub>2</sub>). Cette prévision semble ambitieuse au regard du premier bilan carbone de la mobilité en 2018.

### **3.3.2. Les défis de la conversion vers le véhicule zéro-émission**

#### **i. Les principales solutions pour le transport routier semblent adéquates, mais certaines mesures manquent d'ambition**

Les véhicules particuliers contribuent à hauteur de 54 % aux émissions du secteur des transports (2016), et les véhicules utilitaires

---

<sup>83</sup> Dits de 1<sup>re</sup> génération.



à 19 %, avec des contraintes d'utilisation moins fortes que pour des véhicules de transport de passagers ou de marchandises.

Le véhicule particulier ou utilitaire léger électrique est un des principaux vecteurs de décarbonation du secteur des transports identifiés par les politiques publiques. Les objectifs fixés par la PPE semblent être en adéquation avec les contraintes technologiques et opérationnelles, et compatibles avec les économies d'émissions attendues. Néanmoins, les avancées technologiques concernant les véhicules à essence ou au Gaz Naturel pour Véhicules (GNV) (hybridation et efficacité des moteurs, modification de la puissance, du poids, de l'aérodynamique), combinées à un usage plus généralisé des véhicules hybrides non rechargeables, semblent également pouvoir contribuer à une décarbonation et/ou une baisse de la pollution du parc automobile à court et moyen termes. Toutefois, le débat sur les modes de transport se heurte à d'autres problématiques, comme la pollution atmosphérique, la congestion, ou les nuisances sonores<sup>84</sup>.

La principale solution proposée dans la PPE pour développer les modes de déplacement décarbonés à long terme est le développement des véhicules électriques. Les progrès technologiques récents et à venir permettront une amélioration de leur autonomie, laquelle est aujourd'hui une limite majeure pour leur développement (temps d'autonomie, accès aux points de recharge, temps nécessaire pour la recharge). D'ici 2023 à 2025, une nouvelle génération de batteries électriques est susceptible d'émerger, grâce à la technologie de

---

<sup>84</sup> À ce titre, un véhicule participe toujours à certaines externalités, quel que soit sa motorisation, pleinement (congestion, accidents, usure de l'infrastructure...), ou en partie (pollution atmosphérique, également présente lors du freinage et avec l'usure des pneumatiques et des routes).

batteries solides (*solid state*). Cette dernière apporterait une plus grande autonomie des véhicules, une durée de vie plus longue et une réduction des coûts de production et de recyclage, associée à une moindre dangerosité (et des perspectives industrielles fortes).

Malgré de nombreuses critiques sur l'impact des véhicules électriques sur l'environnement lorsque l'on prend en compte leur cycle de vie complet, ils contribuent positivement à la lutte contre le dérèglement climatique pour une utilisation en Europe, et d'autant plus en France où l'électricité est peu carbonée. Dans un rapport récent, l'Agence Européenne de l'Environnement (AEE) a confirmé que les véhicules électriques particuliers permettent une réduction des émissions de GES sur l'ensemble de leur cycle de vie par rapport à leurs équivalents à combustion interne, et contribuent donc à l'atteinte des objectifs climatiques. L'économie serait de 17 à 21 % par rapport à un véhicule diesel similaire, et de 26 à 30 % par rapport à un véhicule essence similaire, en prenant en compte le mix électrique européen qui est bien plus émetteur de GES que le mix français. Selon l'ADEME, les émissions de GES d'un véhicule électrique à batterie s'élèvent à 9t CO<sub>2</sub>eq contre 22t CO<sub>2</sub>eq pour un véhicule thermique classique (soit une réduction de 60 % dans le cadre d'un mix électrique faiblement carboné). Si les émissions de GES sont plus élevées dans le cycle de production du véhicule (extraction des matériaux et construction), cette dette écologique est largement « remboursée » par les gains lors de l'utilisation<sup>85</sup>. En phase de recyclage, les émissions semblent équivalentes entre véhicules électriques et véhicules classiques, mais l'AEE émet des réserves sur la précision des données.

<sup>85</sup> Un taux d'usage élevé de ces véhicules en milieu urbain peut améliorer significativement leur bilan global, notamment dans le cadre de services d'autopartage.

Enfin, l'utilisation des batteries des véhicules reliées au réseau électrique, en y injectant de l'électricité (*Vehicule to Grid – VtoG*), ainsi que le développement d'une utilisation en seconde vie des batteries, sur des installations statiques connectées au réseau, pourraient minimiser leur empreinte écologique tout en améliorant la stabilité du réseau électrique intra et inter-journalier. Néanmoins, face aux premiers retours d'expérience confirmant la très grande durabilité des modèles actuels de batteries, les futurs modèles pourraient voir leurs caractéristiques se rapprocher de celles répondant à la seule mobilité, tout en réduisant significativement leur poids et leur coût. Aussi, le modèle économique venant inciter le propriétaire d'un véhicule à contribuer à la stabilité du réseau doit démontrer sa viabilité (rémunération marginale très faible). Face à ces constats, l'attention doit néanmoins se porter sur le pilotage de la batterie, alors que plusieurs scénarios et études montrent que celui-ci permettra d'éviter que le parc de véhicules électriques ne contribue trop fortement aux pics de consommations d'électricité.

Globalement, l'utilisation des batteries (issues de véhicules ou statiques) n'est pas suffisamment traitée dans la PPE 2019. Ces dernières constituent pourtant un levier important d'effacement et potentiellement de stockage d'énergie, pour assurer la stabilité du réseau en parallèle du développement des énergies renouvelables intermittentes, mais également une source d'instabilité si celles-ci ne sont pas pilotables.

Une autre solution proposée dans la PPE, mais dans une moindre mesure, est celle des véhicules à hydrogène. Ceux-ci nécessitent une infrastructure lourde et coûteuse, mais permettent d'atteindre des caractéristiques à l'usage (autonomie, temps de recharge) proches de celles affichées par les véhicules thermiques équivalents.

Les solutions de motorisation hydrogène sont particulièrement adéquates pour des flottes captives possédant des usages intensifs, tels que les bus, les trains ou les taxis, et pourraient l'être aussi à terme pour d'autres modes de transport tels que le transport aérien. Néanmoins, afin d'atteindre une réelle décarbonation de ce type de véhicule, il est nécessaire de décarboner la production de l'hydrogène consommé. En effet, la durée de vie des piles et les rendements des électrolyseurs et piles à combustibles, associés à une production électrique en provenance des EnR, ne permettent pas l'émergence d'un modèle économique vert avant l'horizon 2030 sans une intervention publique. Le Plan Hydrogène, sur lequel reposent la PPE et la SDMP, doté de seulement 100 millions d'euros, semble très insuffisant (selon les acteurs du secteur des transports et de l'énergie) pour faire émerger un modèle économique à même de verdir les solutions de mobilité hydrogène.

Le GNV est une piste également proposée par la PPE et la SDMP. Le GNV présente des avantages similaires à l'hydrogène pour les usages intensifs, mais offre aujourd'hui une meilleure efficacité globale et est plus facile à acheminer (grâce au maillage du réseau de gaz). Par rapport à une motorisation diesel ou essence, la combustion du GNV émet moins de CO<sub>2</sub> et est globalement moins polluante. Aussi, à travers une fourniture renouvelable en biogaz, le GNV peut être un levier de décarbonation du secteur des transports. Néanmoins, cette solution est uniquement abordée sous l'angle du développement d'une filière de méthanisation, et du suramortissement à l'achat de poids-lourds adaptés au GNV. Ce dernier n'a pas permis un déploiement significatif de poids-lourds et de bus GNV : malgré une progression importante, ces véhicules ne représenteraient qu'environ 2 000 à 2 500 unités début 2018.

Compte tenu des évolutions technologiques à l'œuvre (allègement des véhicules, informatisation croissante des systèmes, baisse de la puissance des moteurs thermiques et amélioration de leur efficacité, développement des biocarburants avancés, hybridation de la motorisation), les véhicules à essence ont eux aussi un rôle à jouer *a minima* à court et moyen termes dans la baisse des émissions du secteur. À ce titre, l'objectif de 4L/100km pour les véhicules neufs à horizon 2030, introduit par la SNBC, est globalement considéré comme atteignable (mais doit être confirmé au regard des différences de mesure entre les normes WLTP/RDE et NEDC). À ce titre, le développement des véhicules hybrides non rechargeables – dont la technologie est désormais maîtrisée – constitue sans aucun doute l'un des principaux leviers de réduction de la consommation des véhicules. Cette technologie d'hybridation présente en outre, d'un point de vue industriel, l'avantage de maintenir les équilibres actuels d'un secteur employant 13 millions de personnes en Europe.

Un objectif inférieur (2L ou 3L/100km) à un horizon trop proche semble moins réaliste, car il se ferait sans doute à un coût de commercialisation trop élevé et risquerait ainsi d'écartier toute solution d'amélioration des véhicules thermiques au profit des véhicules électriques<sup>86</sup> (ou autres).

Les véhicules hybrides rechargeables, complexes et très coûteux à l'achat, répondront à des usages spécifiques (moyens et grands véhicules particuliers, trajets longs et courts) pendant la période de transition du secteur, mais ne semblent pas constituer une solution

---

<sup>86</sup> Qui ne sont pas accessibles à tous de par leur prix élevé à l'achat ; une telle mesure, à trop court terme, toucherait donc plus particulièrement les ménages les plus modestes.

à long terme<sup>87</sup>. Des doutes sur l'utilisation réellement vertueuse de ces véhicules subsistent (utilisateurs ne rechargeant pas la batterie), et ceux-ci ont été exclus des politiques de bonus à l'achat.

En conclusion, la multiplicité de solutions techniques existantes ne permet pas de sélectionner une unique trajectoire de décarbonation. De surcroît, le revirement brutal de la politique publique historiquement favorable au diesel souligne l'importance, à l'avenir, de la neutralité technologique dans les décisions publiques concernant la mobilité.

Il conviendra de ne pas privilégier des solutions techniques qui sont jugées aujourd'hui comme étant les seules viables à un horizon donné (2040-2050) au détriment de filières en cours de maturation. L'État devra maintenir une politique de neutralité technologique à travers une trajectoire de diminution progressive des émissions de gaz à effet de serre pour tous les nouveaux véhicules et des aides à l'achat pour les véhicules les plus vertueux, en assurant la couverture des externalités du cycle de vie complet (comme celles liées à la production des batteries par exemple, très énergivore).

Le calcul et la mise à disposition des émissions des véhicules liées au cycle de vie d'une part, et à l'utilisation d'autre part, peuvent par ailleurs éclairer la prise de décision des acteurs publics et privés.

Outre les solutions technologiques, le secteur des transports, et en particulier des mobilités, fait face à une révolution des usages. Le développement de l'auto-partage en substitution à un modèle patrimonial de la voiture, la gestion de la congestion ou le report modal des passagers

---

<sup>87</sup> Les avancées technologiques et les contraintes sur les émissions des véhicules sont susceptibles de les rendre non-compétitifs par rapport aux autres solutions, qui bénéficieraient globalement des mêmes progrès.

(soutenu en particulier par les projets de *Mobility as a Service* (MaaS)) sont susceptibles de contribuer aux objectifs de décarbonation du secteur. Ils sont identifiés dans les mesures et projections de la SDMP, mais celles-ci sont peu ambitieuses, alors que les progrès attendus autour du véhicule connecté et autonome laissent supposer une modification profonde des usages à l'horizon 2030<sup>88</sup>.

## ii. L'État doit anticiper les besoins et opportunités associés aux transformations du secteur des transports

Les projections et objectifs concernant le parc de véhicules bas carbone à moyen et long termes soulignent la nécessité d'anticiper les besoins concernant la production et la fin de vie des véhicules.

L'approvisionnement en batteries et en cellules qui les composent, ainsi qu'en métaux et terres rares nécessaires à leur fabrication, constitue un élément important de la politique industrielle. Les risques sont notamment la dépendance à des fournisseurs étrangers et la non-captation de valeur ajoutée par notre économie. La batterie des voitures électriques représente jusqu'à 40-50 % de sa valeur et les fournisseurs asiatiques sont les leaders du marché mondial des batteries lithium-ion. Aucun État membre n'a été en mesure jusqu'ici de soutenir le développement d'un champion européen, alors même que l'industrie des batteries repose sur des cycles de l'ordre de dix ans et nécessite des investissements lourds.

D'après la Commission européenne (*European Battery Alliance*, lancée en 2017 afin de faciliter l'émergence de consortiums

<sup>88</sup> Feuille de route innovation de la Plateforme automobile (PFA) ; Analyse prospective des impacts des mutations de la construction automobile sur l'emploi et les besoins de compétences, Observatoire de la Métallurgie, novembre 2018.

européens sur les batteries de dernière génération<sup>89</sup>), le marché européen des batteries automobiles pourrait atteindre 250 milliards d'euros, et nécessiter une dizaine d'usines de batteries en Europe, ainsi que des besoins de formation pour 300 000 à 400 000 personnes d'ici 2025. L'absence d'action publique pour développer ce marché conditionnerait non seulement la compétitivité des futurs modèles automobiles, mais aussi la souveraineté énergétique européenne et la continuité de l'activité locale.

Bien que l'ensemble des constructeurs automobiles européens soutiennent l'émergence d'un champion européen de la production de cellules de batteries, les constructeurs asiatiques construisent leurs propres usines de batteries en Europe (car le transport de batteries est complexe), en partenariat avec ces mêmes constructeurs européens. Les constructeurs asiatiques pourraient ainsi progressivement descendre le long de la chaîne de valeur sur le sol européen, et construire successivement les batteries, les systèmes associés, puis la voiture elle-même, ce qui pose de sérieuses questions de dépendance technologique et économique.

Pour répondre en partie à cette problématique, l'État a annoncé un investissement de 700 millions d'euros dans un projet européen, principalement franco-allemand (l'État allemand compte investir 1 milliard d'euros), qui devrait voir émerger à moyen terme une usine pilote en France, puis une usine dans chacun des deux pays. Chaque État paiera pour les développements qui se feront sur son territoire. Ce projet devrait s'inscrire dans le cadre de l'*European Battery Alliance* ouvert par la Commission européenne, et viser la production de batteries électriques *solid state* autour d'industriels

---

<sup>89</sup> Plus de 250 acteurs de l'industrie et de la recherche sont impliqués.



français tels que des constructeurs automobiles ou des sociétés spécialisées dans les batteries électriques<sup>90</sup>.

Aussi, la création d'un écosystème d'entreprises capables d'assurer la sous-traitance lors de la construction, l'utilisation et le recyclage des véhicules bas-carbone, est un facteur de réussite de la transition énergétique, qu'il faut prendre en compte dès à présent. Des objectifs forts et des règles claires sont nécessaires afin de soutenir le développement de cet écosystème.

À ce titre, la réglementation concernant la seconde vie et le recyclage des batteries, principalement guidée par les règles européennes, n'est pas suffisamment cadrée au niveau national. Les normes concernant la recharge et son pilotage ne permettent pas un développement uniforme et éclairé sur le territoire national.

L'État doit permettre l'émergence de normes communes concernant les équipements de recharge des véhicules électriques et hydrogène, le pilotage et l'utilisation des données de leur recharge, et la seconde vie des batteries au niveau national. Il doit également défendre un processus similaire au niveau européen. Concernant le recyclage des batteries des véhicules électriques, un objectif facilitateur serait d'augmenter significativement la part minimale devant faire l'objet d'un recyclage (autour de 70 à 75 % contre 50 % aujourd'hui).

Afin de protéger une filière industrielle naissante, notamment dans le cadre de l'émergence des technologies *solid-state*, l'État pourrait porter au niveau européen un projet de normes du type responsabilité sociétale des entreprises (RSE) ou éthiques (impact environnemental,

---

<sup>90</sup> Notamment Saft, PSA et Opel.

émissions liées à la production, pollution des sols...) concernant les batteries utilisées par les constructeurs automobiles ou pour une utilisation liée à l'équilibrage du réseau. Celles-ci pourraient être accompagnées de politiques incitatives pour les constructeurs, favorisant l'investissement dans des projets européens (par exemple en flexibilisant les seuils d'émissions de CO<sub>2</sub> européen en échange de financement) si ceux-ci rentrent dans le cadre des IPCEI (*Important Project of Common European Interest*). Il est nécessaire que l'Union européenne propose des outils permettant de défendre son indépendance technologique, en garantissant la protection de ses futurs champions européens et en conservant leur contrôle. Ces mesures pourraient être adaptées dans le temps, afin de soutenir les solutions européennes innovantes notamment sur la prochaine génération de batteries en Europe, en durcissant les normes liées à la densité énergétique, au taux de recyclabilité, et à l'empreinte carbone liée à la construction des batteries. Ainsi, un calendrier clair sur un horizon de temps suffisant doit être proposé, afin d'établir un cadre global incitatif mais contraignant, et donc de permettre la création d'un écosystème industriel robuste.

L'innovation technologique et la conversion du parc de véhicules thermique vers un parc de véhicules bas-carbone, voire zéro-émission, auront des conséquences sur les emplois associés à la production, la maintenance et l'utilisation des véhicules. La filière automobile représente aujourd'hui en France environ 440 000 emplois directs et 480 000 emplois indirects. Ainsi, des emplois liés aux raffineries, à la distribution de carburant, à l'entretien et à la maintenance des véhicules en garage, à la production du véhicule – en particulier en ce qui concerne la fabrication des moteurs – sont

susceptibles d'évoluer fortement. D'après un rapport récent<sup>91</sup>, la seule baisse des ventes de véhicules diesel pourrait entraîner une suppression de 10 000 à 15 000 emplois industriels d'ici 2030, qui ne devraient pas être directement compensés par la progression des ventes de véhicules électriques et hybrides.

Aucune étude d'impact et aucun plan de gestion des compétences et des emplois n'ont été inclus dans la PPE ou rattachés à celle-ci. Ce constat avait déjà été soulevé dans un précédent rapport de l'Institut Montaigne<sup>92</sup>.

Comme le souligne le rapport<sup>93</sup> de l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques (OPECST), la diminution de la consommation des carburants fossiles devrait grever l'État d'une source importante de revenus liés à la TICPE, la TVA<sup>94</sup> et les différentes taxes sur les véhicules. La TICPE finançant le budget général, les collectivités territoriales, le Compte d'Affectation Spécial « transition énergétique » (CAS-TE), et l'Agence de financement des infrastructures de transport de France, la question du remplacement de ces flux financiers deviendra de plus en plus importante, même si les importations de matières premières fossiles devraient baisser en parallèle. Différentes pistes de remplacement sont possibles, telle qu'une vignette (sur le modèle suisse) ou une tarification au kilomètre sur le réseau routier. Elles réduiraient par ailleurs le différentiel de compétitivité du train ou du fret maritime avec le transport routier<sup>95</sup>,

<sup>91</sup> Analyse prospective des impacts des mutations de la construction automobile sur l'emploi et les besoins de compétences, Observatoire de la Métallurgie, novembre 2018.

<sup>92</sup> *Quelle place pour la voiture demain ?*, Institut Montaigne, juin 2017.

<sup>93</sup> Les scénarios technologiques permettant d'atteindre l'objectif d'un arrêt de la commercialisation des véhicules thermiques en 2040, Huguette Tiegna, Stéphane Piednoir.

<sup>94</sup> Hors soustraction des remboursements pour exonération partielle.

<sup>95</sup> Celui-ci ne couvrant pas ses externalités.

et permettraient de favoriser un report modal plus important vers ces modes de transport (voir partie suivante concernant le report modal).

### **iii. La politique d'incitation au renouvellement du parc est robuste, mais complexe et peu harmonisée**

Le frein principal à l'acquisition d'un véhicule à faibles émissions est le coût à l'achat, les coûts d'utilisation étant souvent plus faibles. C'est pourquoi la PPE 2019 renforce la politique de prime à la conversion, en l'étendant à un million de bénéficiaires d'ici 2022-2023, et réforme le mécanisme de bonus-malus, qui devient plus strict. Le bonus et la prime à la conversion devraient s'élever respectivement à 264 millions d'euros (soit 40 000 véhicules<sup>96</sup>) et 860 millions d'euros, contre 266 millions d'euros et 122 millions d'euros en 2018 : le montant total destiné à la prime à la conversion est donc 3,9 fois plus élevé en 2019 qu'en 2018. Cette dernière aurait bénéficié à plus de 300 000 demandeurs (170 000 à mi-septembre 2018), dont une grande majorité est constituée de ménages non imposables, et dont plus des trois quarts concernaient des véhicules diesel. D'autres taxes existent également, telle que la taxe annuelle sur les véhicules des sociétés (TVS) qui est proportionnelle aux émissions des véhicules, la taxe à l'immatriculation proportionnelle aux nombres de chevaux fiscaux<sup>97</sup>, une taxe pour

<sup>96</sup> *Budget 2019 - Écologie, développement et mobilité durables* (rapport général - première lecture), Jean-François HUSSON, 22 novembre 2018.

<sup>97</sup> En dehors de la première immatriculation en France (visée par le malus écologique), une taxe additionnelle à l'immatriculation s'échelonne à partir de dix chevaux fiscaux de 100 euros à 1 000 euros ; Article 1010 bis, Code général des impôts.

les véhicules de tourisme de forte puissance<sup>98</sup>, et une taxe annuelle pour les véhicules les plus polluants<sup>99</sup>.

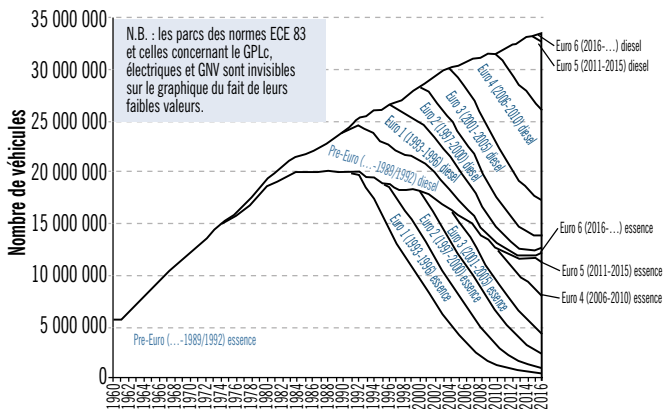
L'ensemble de ces primes, bonus-malus et taxes forment un dispositif robuste, mais aussi complexe, hétérogène, lourd et difficilement lisible, ce qui complique l'évaluation de l'impact de l'évolution du parc sur les recettes pour l'État et les régions. Certains points d'attention ont pu être soulevés.

- Certaines primes à la conversion permettent l'achat de véhicules pouvant dater de 2006 pour les véhicules essence (CRIT'Air 2/ Euro 4, 5 et 6) et 2011 pour les véhicules diesel (CRIT'Air 2/Euro 5 et 6), à condition qu'ils émettent moins de 122 gCO<sub>2</sub>. Les émissions et/ou la pollution liée à ces véhicules sont nécessairement plus élevées que pour des véhicules les plus récents. Ce mécanisme peut donc marginalement contribuer à ralentir le rajeunissement moyen du parc automobile français, par rapport aux mécanismes de prime à la conversion antérieurs, qui étaient uniquement accordés pour des véhicules récents, et une analyse doit être menée sur ce sujet afin d'évaluer l'impact de ce mécanisme. Alors que le scandale du *dieselgate* a relancé la question du respect des normes anti-pollution sur les véhicules les plus récents, et au vu du succès de la prime à la conversion bien avant son élargissement aux véhicules CRIT'Air 2 sous conditions, l'intérêt de cet élargissement doit faire l'objet d'une évaluation.

---

<sup>98</sup> Montant de 500 euros par CV (cheval fiscal) au-delà du 36° CV, jusqu'à 8 000 euros. Ne s'applique pas sur les véhicules de collection. Article 963 A, Code général des impôts.

<sup>99</sup> À partir de 190 gCO<sub>2</sub>/km pour un véhicule immatriculé en 2012 ou après. La taxe ne s'applique pas sur les véhicules visés par la taxe annuelle spéciale qui concerne les sociétés. La taxe vise dans l'esprit les véhicules de luxe - Article 1011 ter du Code général des impôts.



- En 2016, les véhicules datant de 2010 ou avant représentaient une large majorité du parc de véhicules particuliers diesel.
- Le seuil de la prime à la conversion, 122 gCO<sub>2</sub>/km, n'est plus harmonisé avec la grille du malus à l'achat : il permet d'acquérir un véhicule qui, s'il était neuf, serait taxé par le malus à l'achat. Une harmonisation des seuils est donc nécessaire pour améliorer la cohérence globale des dispositifs.

Il est aussi nécessaire de recentrer les aides à la conversion du parc automobile et d'harmoniser les seuils qui s'y appliquent, c'est-à-dire :

- uniformiser le malus écologique et la taxe additionnelle à l'immatriculation, en établissant un barème unique s'appuyant sur les émissions de CO<sub>2</sub> ;

- restreindre la prime à la conversion à l'achat/location de véhicules classés CRIT'Air 2 ou plus ;
- rendre le niveau d'émission maximal des véhicules de la prime à la conversion cohérent avec celui du malus écologique. La prime à la conversion ne pourrait donc pas s'appliquer aux véhicules émettant 117gCO<sub>2</sub>/km ou plus (au lieu de 122gCO<sub>2</sub>/km) ;
- harmoniser le seuil de déclenchement du malus écologique avec la nouvelle norme européenne à 95gCO<sub>2</sub>/km d'ici 2021, en prenant en compte le passage vers les nouvelles normes de contrôle des émissions (du NEDC vers le WLTP/RDE).

Les acteurs publics doivent également participer à l'effort du secteur dans sa transition vers des solutions moins émissives, en montrant l'exemple à travers les flottes automobiles de l'État, des établissements publics, des collectivités territoriales et des entreprises nationales. La PPE 2019 ne précise pas d'objectif particulier sur ce sujet. Elle se repose sur l'article 37 de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) qui impose, à l'occasion d'un renouvellement du parc automobile, une part de 50 % de véhicules à faibles émissions<sup>100</sup>. Une obligation de 100 % de véhicules à faibles émissions à partir de 2025 s'applique cependant pour le renouvellement des flottes des services de transport public de personnes réguliers ou à la demande. La Loi d'orientation des mobilités devrait intégrer les objectifs européens en la matière<sup>101</sup>, sans proposer d'ambition plus forte.

---

<sup>100</sup> Soit 60 gCO<sub>2</sub>eq/km

<sup>101</sup> Le droit européen fixe un objectif global de 37,4 % de véhicules à faibles émissions en moyenne pour le renouvellement des flottes publiques de juillet 2021 à décembre 2025, et de 37,4 % de véhicules à très faibles émissions à partir de 2026.

L'État pourrait fixer aux acteurs publics (l'État, les établissements publics, les collectivités territoriales et les entreprises nationales) un objectif de renouvellement du parc à 90-100 % de véhicule à faibles émissions d'ici 2025, par souci d'exemplarité, et afin de soutenir le développement d'un réseau de recharge en carburant alternatif. Cette obligation concernerait les mêmes véhicules que ceux désignés au sens de l'Article L224-7 du Code de l'environnement.

#### **iv. La PPE doit poursuivre une meilleure péréquation géographique et sociale**

Une des problématiques rencontrées dans le développement des solutions de mobilité et de transport est la pluralité des besoins selon les collectivités territoriales. Les zones denses disposent d'une offre intermodale très forte à laquelle les zones rurales n'ont pas accès, ce qui laisse la population française des milieux ruraux ou peu denses sans solutions de substitution aux transports fossiles, qui soient acceptables à court terme (temps de transport, coût, autonomie et infrastructures disponibles).

Les politiques publiques doivent favoriser l'émergence de modèles économiques (infrastructures et offres de services) accompagnant la transition du secteur des transports. Ainsi, si les décisions globales trouvent un échelon pertinent au niveau national (consommation d'énergie, seuil d'émissions des véhicules neufs, nombre de véhicules à faibles émissions et de points de recharge...), les solutions concrètes de mobilité doivent être décidées à l'échelle locale, avec des exigences différentes selon les solutions qui peuvent être envisagées d'un point de vue opérationnel et économique (accès au réseau de gaz, puissance accessible par le réseau électrique, besoin affichés par les usagers, possibilité de construire des parkings favorisant l'intermodalité, etc.).



La direction donnée par la PPE 2019, en dotant chaque territoire d'une autorité organisatrice de la mobilité (AOM) au rôle étendu, avec un contrôle de la région et en évitant l'écueil de politiques locales manquant d'une cohérence d'ensemble, va dans ce sens.

Concernant le développement du véhicule électrique, la Commission européenne estime le nombre de points de recharge nécessaires à un pour dix véhicules. Néanmoins, cette distribution doit prendre en compte les usages effectifs, notamment pour l'emplacement géographique du point de recharge, sa puissance et donc son impact sur le réseau électrique. La PPE prévoit de nombreuses mesures facilitant l'installation de points de recharge, ainsi que des voies de financement associées (PIA, CITE, ADVENIR, coûts de raccordement mieux pris en charge...).

Néanmoins, face à la trajectoire de développement du véhicule électrique, l'État doit veiller à ce que d'une part, les technologies utilisées permettent un pilotage suffisant de la demande en électricité associée, mais également que les points de charge accessibles soient véritablement opérationnels. Le cadre réglementaire doit responsabiliser les collectivités souhaitant en installer, afin de soutenir un niveau de disponibilité élevé.

Ainsi, il est nécessaire de laisser aux territoires le choix des solutions les plus adéquates face à leurs besoins, mais également de les rendre responsables des décisions liées aux transports et à leurs infrastructures. L'État, lui, doit fixer des règles communes afin de définir des normes pour les collectivités, et assurer une visibilité et une sécurité suffisantes aux acteurs privés, afin de faciliter l'émergence de modèles économiques d'offre de services et de développement des infrastructures.

### 3.3.3. Une stratégie de report modal qui s'annonce insuffisante, malgré un levier de financement des infrastructures prévu par la loi d'orientation des mobilités

De nombreuses mesures de la PPE et de la SDMP reposent sur les dispositions de la future loi d'orientation des mobilités (LOM). C'est le cas du report modal. Avant même d'être présenté, le projet de loi sur la LOM a subi de nombreuses modifications, en parallèle du mouvement de contestation des gilets jaunes. La facilité accrue, pour les collectivités, à mettre en place des péages urbains<sup>102</sup>, dont les expérimentations étaient déjà rendues possibles sous des conditions strictes suite au Grenelle de l'environnement en 2007, n'en fait plus partie. La mise en place d'une taxation des poids-lourds<sup>103</sup> par l'introduction d'une vignette, n'a finalement pas été présentée fin novembre 2018 en Conseil des Ministres – une telle taxe aurait pu rapporter 320 millions d'euros pour les poids lourds et 240 millions d'euros pour les utilitaires, selon des estimations du Conseil d'orientation des infrastructures<sup>104</sup>. De même, depuis l'échec de l'écotaxe, la mise en place de péages sur les routes non concédées semble écartée, alors que comme la vignette, elle touche autant les véhicules français qu'étrangers ou européens. Ces solutions sont pourtant des réponses aux externalités spécifiques aux zones densément peuplées (pollution, congestion, nuisances sonores, climat) avec notamment les péages urbains dans les villes de plus

<sup>102</sup> Tarifs maximum de 5 euros pour les agglomérations de plus de 500 000 habitants, 2,5 euros pour celles de plus de 100 000 habitants pour les voitures particulières, et jusqu'à 20 euros pour les autres véhicules.

<sup>103</sup> Sous les spécifications de la Directive 1999/62/CE du Parlement européen et du Conseil du 17 juin 1999 relative à la taxation des poids lourds pour l'utilisation de certaines infrastructures.

<sup>104</sup> Sous forme d'une redevance temporelle : « forfait acquitté soit annuellement pour les résidents, soit pour des durées plus limitées pour les étrangers » ; Rapport du Conseil d'orientation des infrastructures, 30 janvier 2018.

de 300 000 habitants<sup>105</sup>, et celles liées aux poids-lourds (pollution, usage des infrastructures, climat), relativement peu couvertes actuellement<sup>106</sup>, tout en étant des alternatives intéressantes à l'augmentation de la composante carbone de la TICPE. Dans le cadre de la LOM, l'établissement d'autorisations à la mise en œuvre de ces mécanismes ne semble pas être en la direction privilégiée, après le passage du texte en première lecture à l'Assemblée.

Le projet de loi prévoit 13,4 milliards d'euros d'investissements dans les infrastructures de transport pour la période 2018-2022 et 14,3 milliards d'euro pour la période 2023-2027. 51 % de ces investissements seront consacrés au ferroviaire, et 39 % à la route (auxquels s'ajoutent 3,6 milliards d'euro investis chaque année par SNCF Réseau pendant dix ans). Bien que ces investissements sont majoritairement nécessaires, la question de leur financement reste en suspens, notamment au regard des nombreux projets rajoutés à ce jour au projet de loi d'orientation des mobilités.

Les principales mesures d'accompagnement pour la réduction des émissions du secteur des transports ou pour la rénovation et le développement des infrastructures sont les suivantes :

- réduction importante du coût de raccordement des infrastructures de recharge de véhicules électriques, grâce à un plafond de prise en charge qui pourra passer de 40 à 75 % ;

---

<sup>105</sup> Voir les recommandations du rapport « Quelle place pour la voiture demain ? » de l'Institut Montaigne (juin 2017)

<sup>106</sup> Trésor-Éco n° 224 - Péages urbains : quels enseignements des expériences étrangères ?

- doublement, sur dix ans, des investissements pour l'entretien et la modernisation du réseau fluvial (par rapport à la dernière décennie) ;
- augmentation des moyens dédiés aux routes (1 milliard d'euros sur dix ans pour la réalisation d'une vingtaine d'axes routiers) ;
- dotation de 1,2 milliard d'euros sur dix ans pour accompagner les collectivités dans leurs investissements dans les transports en commun ;
- création d'un fond de 350 millions d'euros pour l'Agence de financement des infrastructures de transport de France.

Par ailleurs, à travers un Plan vélo doté de 350 millions d'euros, l'État vise une part modale du vélo (ratio de déplacements réalisés à vélo) de 9 % en 2024 (LOM) et de 12,5 % d'ici 2030 (SDMP), contre moins de 3 % en 2018.

Les leviers proposés visant à promouvoir le report modal du transport des marchandises restent globalement limités à la rénovation des infrastructures, et la « remise à plat des péages ferroviaires » qui reste à préciser. Ils ne répondent pas à un objectif ambitieux sur ce sujet : les hypothèses sur lesquelles se basent la PPE et la SDMP sont une stabilisation de la part du fret ferroviaire et fluvial par rapport au niveau de 2015, et une croissance de 20 % du « transport ferroviaire longue distance » entre 2015 et 2028 (soit une augmentation de 1,4 %/an).

L'État prévoit un soutien au transport combiné (utilisation de deux ou plusieurs modes de transport<sup>107</sup>), sans toutefois en préciser les mesures et modalités. Certaines lignes non électrifiées reposent encore sur une motorisation diesel, mais peuvent être empruntées par des locomotives hybrides (diesel-électricité) fonctionnant à l'hydrogène, voire aux biocarburants. Ces transformations sont identifiées dans la SDMP mais nécessitent de confirmer les moyens financiers correspondants.

Bien que la PPE ne propose pas d'objectifs ambitieux sur le report modal du transport à moyenne et longue distance, le transport ferroviaire semble être une source importante de décarbonation : un report de 1 % de la part du transport de passagers ou de marchandises du routier vers le ferroviaire entraînerait une baisse de 1 % des émissions du secteur des transports, d'après certains acteurs interrogés. Le transport par voie ferrée est également plus efficace que le transport routier. L'AIE souligne à ce titre que « le rail est parmi les modes de transports les plus efficaces et les moins émissifs ». Dans le monde, il est en moyenne 12 fois plus efficace énergétiquement que le transport de passager routier et aérien, et près de huit fois plus efficace que le transport routier de marchandise, par tonne déplacée.

Outre les aspects énergétiques, le transport ferroviaire permet d'éviter les coûts liés à la congestion des routes, aux accidents et à la pollution atmosphérique, qui aujourd'hui ne sont pas pris en compte dans les incitations fiscales.

---

<sup>107</sup> Par exemple, par passage du transport routier au transport ferroviaire, à l'aide d'une plateforme multimodale.

### 3.3.4. Conclusion intermédiaire et axes de réflexion

Le secteur des transports représentant une part importante des émissions de GES sur notre territoire, ce levier de réduction d'émission doit être pleinement pris en compte afin d'atteindre l'objectif de neutralité carbone d'ici 2050.

- Tout d'abord, un premier axe doit concerner l'élargissement de l'assiette fiscale pesant sur le secteur des transports, afin de faire contribuer à la décarbonation du mix énergétique l'ensemble des modes de transports, qu'ils soient routiers, maritimes ou aériens, en prenant en compte la dimension nécessairement européenne voire internationale de certaines activités. Les recettes issues de cet élargissement permettront de soutenir directement la transition du secteur vers des solutions moins émissives, tout en assurant une meilleure acceptabilité sociale. La suppression de certains remboursements de TICPE (dans les limites évoquées précédemment), la création de péages urbains, ou de vignette et/ou péages pour les poids-lourds, semblent être les meilleures solutions. Concernant les secteurs aérien et maritime, en particulier internationaux, l'échelle européenne est à privilégier, en visant l'instauration d'une taxe commune, ou en créant / renforçant un marché des émissions de GES.
- L'État et les collectivités devront pleinement assumer leur part de responsabilité dans les émissions du secteur et doivent ainsi se positionner en modèle pour la société. Ils doivent déployer rapidement leur propre flotte de véhicules bas-carbone, avec un objectif de renouvellement du parc à 90-100 % de véhicules à faibles émissions d'ici 2025.

- L'État devra anticiper et accompagner les transformations à venir dans les différents secteurs touchés par la transition du secteur des transports. Il est nécessaire de prévoir un plan d'adaptation des métiers et des compétences, ainsi qu'une réflexion quant à l'avenir des ressources actuellement tirées des TIC<sup>108</sup> et des taxes sur les véhicules.
- Les politiques publiques doivent poursuivre une exigence de neutralité technologique permettant l'émergence de solutions complémentaires, pour un même objectif de diminution des émissions nettes. Il s'agit d'éviter une surexposition à une technologie unique, alors même que l'évolution technologique est incertaine à un horizon moyen (2028) et d'autant plus à long terme (2050). Cette neutralité technologique devra être accompagnée d'un cadre réglementaire permettant de faciliter l'émergence de nouveaux modèles économiques. Néanmoins, cette exigence ne doit pas freiner l'État dans sa stratégie de soutien aux filières d'avenir, et il est nécessaire de promouvoir celles susceptibles de créer des emplois et de la richesse sur nos territoires, notamment sur des usages ou produits pour lesquels la concurrence internationale est déjà importante. Ici aussi, une coopération européenne est à privilégier pour permettre l'émergence de champions européens, et des mesures européennes devront être proposées afin de soutenir et défendre ces futurs écosystèmes industriels (barrières à l'entrée, normes strictes concernant l'impact environnemental et les performances des batteries, financement public tourné vers des consortiums européens *via* le mécanisme IPCEI).

---

<sup>108</sup> Et la TVA associée.

- Enfin, l'État devra trouver un équilibre entre les politiques nationales et les politiques locales qui concernent la mobilité. Il est nécessaire de poursuivre une politique permettant aux Autorités organisatrices de la mobilité (AOM) et aux Régions de définir les solutions de transport les plus adéquates sur leur territoire, tout en apportant un cadre réglementaire commun facilitant l'émergence de modèles économiques à même d'assurer le déploiement de ces solutions à grande échelle.

### **3.4. Une diversification du mix électrique recentrée, mais qui présente des failles et dont l'ambition reste limitée**

#### **3.4.1. Des objectifs plus réalistes mais centrés sur une diminution du nucléaire, rendant difficile la réduction des émissions de GES du secteur**

Concernant le mix électrique, la nouvelle PPE poursuit les mêmes objectifs que la précédente :

- maintenir les niveaux d'émissions et de sécurité d'approvisionnement en France : 37 grammes de CO<sub>2</sub> par kWh et une interruptibilité inférieure à trois heures (le standard le plus élevé en Europe) ;
- assurer le renouvellement de l'outil de production, essentiellement nucléaire, en préservant le pouvoir d'achat des consommateurs et dans le respect des engagements européens sur le développement des EnR.

À cet effet, les orientations de la PPE doivent permettre une diminution



progressive de la part du nucléaire ancien dans la perspective de sa mise à l'arrêt. Elles doivent aussi permettre le renouvellement des capacités électriques. Celles-ci doivent être adaptées aux mutations de l'écosystème de production, de distribution et de consommation, l'objectif étant qu'elles puissent faire face aux besoins en base et en pointe, tout en conservant un optimum sur les plans économique, industriel et humain.

Les critiques structurelles relatives à la légitimité d'un renouvellement anticipé des tranches, ou encore l'incompatibilité d'une planification à cinq ou dix ans avec la durée des cycles de l'industrie nucléaire, demeurent en suspens.

La meilleure manière de traiter ces questions de façon objective serait de comparer les différents scénarios entre eux, y compris ceux incluant une durée de vie prolongée de tout ou partie du parc nucléaire installé, et d'en analyser les principaux impacts (en termes de coût de l'électricité, de sécurité d'approvisionnement, de bilan d'émission). Cette méthode aurait pour mérite de dépassionner les débats sur la légitimité et l'intérêt économique, humain, industriel d'une fermeture anticipée du parc.

### **3.4.2. Nucléaire : des échéances et une feuille de route toujours incertaines**

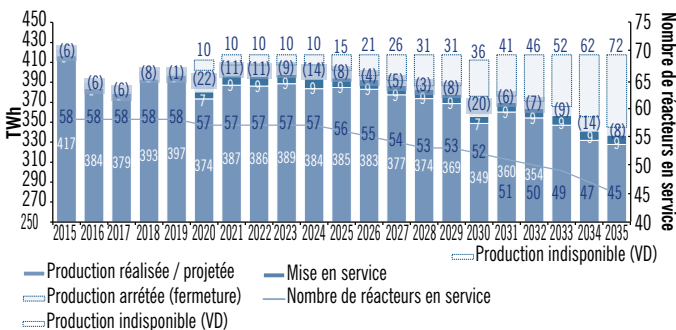
#### **i. Le calendrier d'arrêt à partir de 2020 risque d'impacter la sécurité d'approvisionnement régionale**

L'analyse du calendrier de clôture prévisionnel croisé avec le calendrier des visites décennales pose tout d'abord la question de la sécurité d'approvisionnement électrique française.

**Hypothèses des réacteurs mis à l'arrêt à l'horizon 2015**

Réacteur	Paliers	Puissance nette	Production annuelle estimée (TWh)	Année de fermeture potentielle
Fessenheim 1	CP0	880	5	2020
Fessenheim 2	CP0	880	5	2020
Tricastin 1	CP1	915	5	2025
Bugey 2	CP0	910	5	2026
Bugey 4	CP0	880	5	2027
Tricastin 2	CP1	915	5	2028
Blayais 1	CP1	910	5	2030
Dampierre 1	CP1	890	5	2031
Dampierre 2	CP1	890	5	2032
Gravelines 1	CP1	910	5	2033
Gravelines 3	CP1	910	5	2034
Tricastin 3	CP1	915	5	2034
Blayais 2	CP1	910	5	2035
Bugey 3	CP0	910	5	2035
<b>Total</b>		<b>12 625</b>	<b>72</b>	

**Estimation de l'impact des fermetures de tranches et visites décennales planifiées sur la production électronucléaire**



L'estimation ci-dessus comprend une mise en service de l'EPR de Flamanville en 2020 qui pourrait être reportée en 2022 suite à la décision de l'ASN du 21 juin 2019 concernant la réfection de huit soudures des générateurs de vapeur. Cette dernière accentuerait la diminution de la production nucléaire projetée de respectivement 7 et 9 TWh en 2020 et 2021.

En effet, si l'on considère une hypothèse de 100 jours d'arrêt<sup>109</sup> pour chaque visite décennale, la sécurité d'approvisionnement pourrait être mise à mal d'ici 2020 (ce qui a été confirmé par RTE en janvier 2019), car la diminution potentielle de la production atteint environ 20TWh suite à la fermeture de Fessenheim (hors mise en service de FLA3), et jusqu'à 80TWh à l'horizon 2035. Compte tenu du facteur de charge<sup>110</sup> des EnR d'environ 20 %, la capacité installée nécessaire serait quatre fois supérieure. Les objectifs d'installation d'éoliennes et de capacités solaires (50GW à horizon 2028) devraient compenser la diminution de la production relative au nucléaire ancien. Toutefois, cette évaluation « macro » doit être affinée au regard du caractère fatal de la production renouvelable, dont la gestion devient très complexe lorsque le taux de pénétration des énergies intermittentes dépasse 30 % du mix<sup>111</sup>.

Un autre facteur d'incertitude est lié à l'arrêt de capacités de pointes (principalement le charbon) non remplacées, et à la date du démarrage effectif de l'EPR de Flamanville qui représente entre 5 et 10 % de la consommation annuelle. La PPE prévoit une diminution de la « thermo-sensibilité » de la demande française et une baisse de la pointe, à travers une diminution des pics de consommation en hiver pour les besoins de chauffage. Or, la politique de lutte contre la précarité énergétique pourrait au contraire entraîner une augmentation de la consommation énergétique par un recours normalisé aux moyens de chauffage. À titre illustratif, le médiateur

---

<sup>109</sup> EDF (durée moyenne planifiée).

<sup>110</sup> Le facteur de charge d'une unité de production électrique est le ratio entre l'énergie qu'elle produit sur une période donnée et l'énergie qu'elle aurait produite durant cette période si elle avait constamment fonctionné à puissance nominale.

<sup>111</sup> CRE Smartgrid. Etant donné les trajectoires de l'ensemble des états membre, une évaluation devrait être conduite pour s'assurer de la stabilité du réseau électrique au niveau national et européen en cas d'intégration des EnR dépassant le seuil de 30 %.

de l'énergie dénote que 30 % des Français baissent le chauffage pour diminuer leur facture énergétique et 28 % n'ont pas de moyens de chauffage suffisants. La fourniture de moyens de chauffage appropriés pourrait donc entraîner une hausse de la consommation électrique correspondante.

Enfin, les garanties et moyens alloués pour faire face aux pics de consommation concernent essentiellement la recherche sur les batteries, le stockage hydrogène (dans le cadre du Plan hydrogène) et le « power-to-gas », pour lesquels les aides de l'État ne devraient pas dépasser 150 millions d'euros par an (Plan hydrogène et SNRE). On peut douter du caractère suffisant de ces mesures au regard des enjeux cruciaux que représenteront les solutions de stockage au-delà de 2030, lorsque le mix électrique français dépendra significativement de moyens de production plus intermittents.

## ii. Un coût à relativiser au regard de l'équilibre budgétaire et du système européen

Le maintien du niveau de sûreté et la prolongation du parc nucléaire existant vont nécessiter l'investissement de 48 milliards d'euros courants sur la période 2014-2025 au travers du programme de grand carénage. Cet investissement aura nécessairement pour le contribuable un impact sur le prix de l'électricité produite (au travers de l'augmentation des tarifs de vente, par exemple), si ces investissements finissent par peser sur le budget de l'État. Les arbitrages en la matière n'ont pas fait l'objet d'un exposé précis pour l'information du public, et seront nécessairement à mettre en regard du fort impact sur la balance commerciale des exportations d'électricité française.

Il est en effet nécessaire de rappeler qu'environ 40TWh d'électricité d'origine électronucléaire (en moyenne 10 %) sont exportées chaque année et participent à l'équilibre du système électrique européen ainsi que du budget français. Ces exportations d'électricité en « bandeau » (principalement en base) pourraient avoir une valeur croissante dans un système électrique européen de plus en plus interconnecté, où l'intégration continue de capacités renouvelables intermittentes rend les sources d'énergie pilotables d'autant plus importantes. C'est notamment le cas en Allemagne, au Benelux et en Espagne. L'évolution du mix électrique des autres pays européens aura donc des implications directes sur l'offre et le mix énergétique français (par exemple, le projet de fermeture des centrales à charbon en Allemagne ou les incertitudes sur le nucléaire en Belgique), en prenant en compte aussi bien les émissions que les enjeux de sécurité d'approvisionnement. Si la PPE prévoit bien de s'articuler par rapport aux mix énergétiques de nos voisins, la question d'une gouvernance européenne du mix électrique aux bornes de l'Europe, permettant d'optimiser la trajectoire commune de décarbonation, n'est pas traitée.

### **Proposition**

Compte tenu de l'évolution des mix énergétiques européens et de leur interconnexion croissante, mettre en place un pilotage coordonné des capacités électriques nationales respectives afin de favoriser la production d'énergie décarbonée.

### **iii. Une réduction du nucléaire pose des défis sur le plan social et d'un point de vue industriel**

Si la nouvelle PPE clarifie de manière notable, par rapport à la version 2016-2018, la feuille de route du nucléaire (décalage de l'échéance

de 2025 à 2035, objectif 2021 pour l'EPR NM), des interrogations structurelles demeurent concernant :

- les impacts d'un arrêt anticipé des centrales nucléaires en termes de coûts incrémentaux, de décalage du calendrier industriel de démantèlement et de solidité du tissu industriel nécessaire à la déconstruction ;
- l'articulation entre le calendrier d'arrêt des centrales et le reste du mix de production électrique, dans un contexte de forte incertitude sur les principaux facteurs structurants du marché électrique français.

Un arrêt anticipé des tranches 900 MW avant 50 ans d'exploitation nécessitera le versement à EDF d'une compensation, au titre de la perte d'exploitation, du dédommagement et des coûts de restructuration, qui n'a pas été chiffrée à ce jour. Il entraînerait la suppression d'environ 2 000 emplois directs et indirects par site, liés à l'exploitation des centrales. L'exemple de Fessenheim, dont l'enveloppe d'indemnisation attendue s'élève à plus de 400 millions d'euros et dont le plan de reclassement pour l'ensemble des salariés est toujours en cours d'élaboration, montre bien la difficulté pratique de fermer des tranches nucléaires.

Les interrogations relatives au stockage des déchets, au calendrier industriel et aux coûts post-exploitation restent entières. En effet, l'anticipation du calendrier de mise à l'arrêt des réacteurs a notamment pour conséquence de raccourcir la durée d'actualisation des passifs nucléaires. Cette situation aurait pour conséquence d'augmenter les obligations d'EDF en matière d'actifs dédiés, avec des impacts directs sur la trésorerie à mobiliser pour leur constitution. De la même

manière, l'impact de ces arrêts sur le planning de réalisation des travaux nécessaires à l'entreposage des déchets (CIGEO) n'est pas exposé. Un chiffrage de ces impacts indirects en matière de coût et de faisabilité industriel devrait être réalisé et intégré au coût global de la mesure.

#### iv. La capacité d'EDF à développer une nouvelle génération de réacteurs pour un coût compétitif n'est pas garantie

D'après la PPE, une possible décision d'investissement dans le nouveau nucléaire pourrait être actée en 2021. À cette date, EDF devra être en mesure de proposer un EPR NM (Nouveau Modèle), capable de produire une électricité compétitive en coût complet, sachant que le prototype d'EPR à Flamanville aura coûté 11,5 milliards d'euros (quatre fois plus qu'initialement prévu) et accusé un retard de huit ans (cinq ans de chantier prévus initialement).

- Si l'échéance de 2021 semble équilibrée au regard du démarrage de Flamanville 3 prévu en 2020 et à l'intégration de Framatome par EDF en 2017, elle pose cependant d'autres questions qui devront être abordées et résolues dans l'intervalle :
  - l'acceptabilité du nouveau nucléaire par les populations. La construction de nouveaux réacteurs devra nécessairement prévoir au préalable une consultation publique de grande ampleur,
  - la possibilité de comparer objectivement le coût complet du nouveau nucléaire par rapport à celui des autres sources électriques, de manière holistique (contraintes techniques liées au raccordement au réseau, effet sur la capacité exportatrice française...). À l'heure actuelle, le coût du nouveau nucléaire sur la base du projet d'Hinkley Point est estimé à 110 €/MWh contre entre 50 et 60 €/MWh pour l'électricité sur le marché de

gros. La question du mécanisme de financement de ce différentiel devra donc être posée.

#### **v. Une fermeture des capacités nucléaires et des moyens de production de pointe va probablement alourdir les émissions de GES**

L'amélioration du bilan des émissions électriques (entre 20 et 25Mt/an au cours de la PPE) passe par la fermeture des moyens de production de pointe les plus carbonés (notamment charbon), et leur remplacement par des capacités moins émettrices (biomasse ou gaz). Sur ce point, la PPE, reprend l'objectif de fermeture du charbon pour 2022, qui devrait permettre d'économiser entre 6 et 7MtCO<sub>2</sub>eq./an, soit environ 30 % des émissions du système électrique français en 2018 – avant prise en compte de moyens alternatifs de production éventuellement carbonés.

Néanmoins, ces fermetures posent également la question :

- de l'acceptabilité sociale, comme en témoignent les mouvements de grèves déjà entamés ainsi que les tractations pour une conversion partielle des unités de production ;
- de la sécurité d'approvisionnement. : RTE indique que le système électrique français sera équilibré mais privé de marge jusqu'à 2020, et que la fermeture des cinq unités de production d'électricité à partir du charbon serait conditionnée (i) à la mise en service de la centrale de cycle combiné gaz de Landivisiau par Direct Energie, (ii) au maintien des autres moyens de pointes installés et (iii) à la mise en service de trois interconnexions avec l'Italie et la Grande-Bretagne en 2020-2021.



L'absence de marge sur le système électrique est à relier au déploiement des EnR en remplacement des capacités nucléaires, qui entraînera un recours accru aux moyens de pointe ou aux importations depuis les pays voisins, dont le mix électrique est huit à dix fois plus carboné que le mix français (la même situation a été observée en Allemagne suite à la sortie du nucléaire en 2012). Il convient également de noter que si, sur une base annuelle, la France exporte environ 11 % de sa capacité de production, elle reste importatrice nette en période hivernale et a donc recours à des capacités de production en pointe, extranationales et carbonées, qui ne sont pas prises en compte dans le bilan d'émissions de GES de la France. Une décroissance des capacités de productions nucléaires risque de renforcer ce déséquilibre entre le parc capacitaire (capacité récurrente de production) et le parc de puissance (pouvant être sollicité lors des pics de consommation).

La plupart des scénarios internationaux concernant l'évolution du mix électrique (tels que ceux de l'AIE) placent la production électrique à partir de gaz comme un des piliers clés de la décarbonation du mix électrique à court et moyen terme. Avec un gaz naturel qui devrait rester peu cher dans les années à venir et un approvisionnement européen largement sécurisé, cette source électrique devrait être plébiscitée par nombre de nos voisins. La PPE, elle, ne prévoit pas de s'appuyer sur cette solution qui aurait pu trouver sa place, en remplacement des moyens thermiques actuels, pour pallier les besoins de pointe (5 à 10 % de l'électricité consommée en France).

### **3.4.3. Des objectifs ambitieux de déploiement des énergies renouvelables solaire et éolien terrestre**

La nouvelle PPE réoriente les priorités de manière forte vers la chaleur renouvelable.

Si la PPE reprend l'objectif de développement des EnR électriques (principalement éoliennes et solaires) et renforce les trajectoires établies, les modalités sont profondément remaniées. La priorité est donnée à la chaleur, et en particulier à la biomasse renouvelable (la chaleur représente 40 % de la consommation d'énergie finale en 2018). Ce changement est lié au bilan mitigé de la PPE 2016-2018, dont les orientations n'ont pas permis d'atteindre l'objectif de 33 % de chaleur renouvelable en 2020 (déclinaison de l'objectif de 23 % d'EnR pris au niveau européen). De surcroît, la filière biomasse affiche un retard notable par rapport à l'objectif 2018 de la première PPE (retard encore plus important par rapport à l'objectif 2023), notamment dans les secteurs collectif et industriel, du fait de la baisse du prix du gaz.

La nouvelle priorisation semble donc adaptée, dans la mesure où :

- elle contribue aux objectifs de déploiement des EnR, sans pour autant entrer en concurrence directe avec les technologies de production centralisées connectées au réseau ;
- elle participe, par l'amélioration des équipements, à une diminution de la consommation finale d'énergie, notamment fossile (sachant que le gaz, le pétrole et le charbon contribuent à la production de chaleur respectivement à hauteur de 40 %, 16 % et 5 %) ;
- elle s'inscrit dans la résilience des marchés électriques et gaziers face aux aléas climatiques (diminution des pointes de consommation par diversification des moyens de chauffage non centralisés).

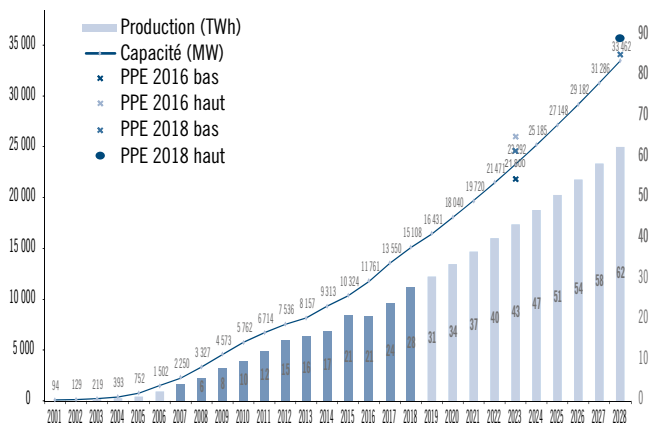
Nous détaillons plus loin dans ce rapport l'objectif de développement de la chaleur renouvelable à partir d'EnR, et l'adéquation des moyens avec les ambitions affichées.

i. Les objectifs de déploiement des EnR électriques sont ambitieux mais ne semblent pas toujours réalistes

COMPARAISON DES OBJECTIFS ET BILAN DES PPE 2016-2018 ET 2018-2023																			
Année	Unité	Objectif PPE 2016					Objectif PPE 2018					Subventions (€Mds)			Bilan carbone (MtCO <sub>2</sub> )				
		Objectif Réalisé		Objectif		2023 haut	Objectif		Objectif		2028 haut	Objectif		2018	Objectif		2018	Objectif	
		2018	2018	2023 bas	2023 haut		2023	2023	2028 bas	2028 haut		2016	2016		2018	2018		2023	2023
<b>Mix électrique</b>																			
	MW	15,000	15,108	21,800	26,000	24,600	34,100	35,600		6,9	27,4	24,7	~37,0	~37,0	~37,0	~37,0	~37,0	~37,0	
Eolien terrestre	MW	500	-	-	3,000	2,400	4,700	5,200		1,6									
Eolien en mer	MW	-	-	-	-	-	-	-											
Autres énergies marines	MW	500	-	3,000	-	2,400	4,700	5,200											
Eolien en mer / énergies marines renouvelables	MW	-	-	-	-	-	-	-											
Photovoltaïque résidentiel / commercial	MW														0	0			
Photovoltaïque au sol	MW																		
Solaire	MW	10,200	8,527	18,200	20,200	20,600	35,600	44,500		2,9									
Hydroélectricité (dont énergies marines)	MW	25,300	25,510	25,800	26,050	25,700	26,400	26,700		0,2									
Géothermie	MW	8	2	53	53	24	24	24		0,0									
Bois	MW	540	634	790	1,040	800	800	800		0,4									
Méthanisation/biogaz	MW	137	150	237	300	270	340	410		0,2									
Déchets, biogaz de décharge et de STEP	MW	1,350	940	1,500	1,500					0,0					1,6	1,7			
Nucléaire ancien	MW																		
Nucléaire nouveau	MW																		
Nucléaire	MW		63,130			61,370	57,750	59,400	OP: 50 %										
Fioul	MW		3,440												1,2	1,1			
Charbon	MW		2,997			0	0	0	0						7,1	5,6			
Gaz	MW		12,151												13,2	12,0			
Autococonsommation	MW		?												4,3	4,3			

Concernant l'éolien terrestre, la PPE prévoit l'installation de 9 à 10 GW par période de cinq ans, portant ainsi la puissance installée de 15GW en 2018 à 24GW en 2023, puis à 34GW en 2028. Cette trajectoire de croissance semble cohérente avec les données historiques.

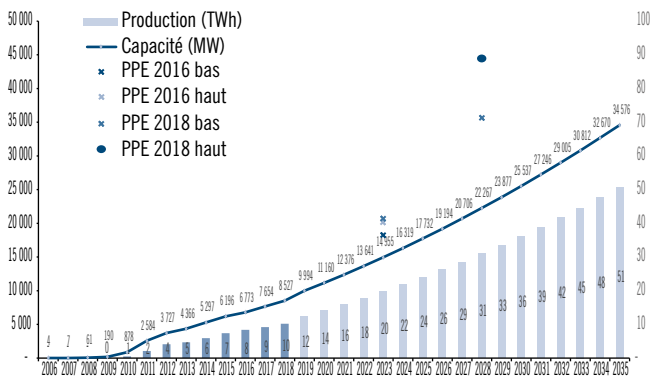
### Éolien - réalisations et projections



Pour ce qui est du solaire, alors que l'objectif de 10 GW installé que prévoyait la première PPE n'a été réalisé qu'à hauteur de 8,4 GW, la PPE 2019-2023 prévoit un déploiement de 11 GW supplémentaires à horizon 2023 (soit plus que la fourchette haute de l'ancienne PPE, et plus que les objectifs de l'éolien sur la même période) et 15 à 25GW supplémentaires à l'horizon 2028.

Ce rythme pose question, au regard de la pénétration historique de cette technologie. Les objectifs fixés s'éloignent très largement des tendances historiques et à horizon 2023, et le rythme annuel d'installation devra donc doubler pour combler l'écart avec la tendance existante.

### Solaire - réalisations et projections Capacité & Production



Cette perspective s'appuie sur la baisse continue des coûts d'investissement dans la filière – plus de 83 % en dix ans, dont 32 % au cours des trois dernières années<sup>112</sup> – qui laisse en effet envisager qu'à terme, les meilleurs projets pourraient afficher des coûts de production inférieurs au prix de marché. La PPE table ainsi sur une économie de 4 % par an sur les coûts d'installation à horizon 2028.

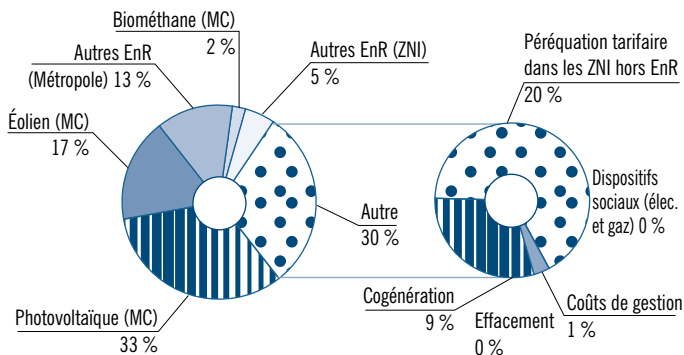
<sup>112</sup> CRE.

Cependant, la participation aux appels d'offres recule continuellement depuis deux ans et ces derniers n'atteignent plus leur quota. La CRE note ainsi en janvier 2019 que les volumes cibles des derniers appels d'offre CRE4 sur ombrières et bâtiments n'ont pas été atteints. Ce constat pose question, dans la mesure où les appels d'offres prévus (900 MW/an jusqu'en 2024, soit environ 30 % des capacités prévues) sont indispensables à l'atteinte des objectifs de la PPE.

**ii. Le développement ambitieux des EnR électriques induit une forte augmentation du poids des mécanismes de soutien (notamment pour le consommateur final), alors que leur fonctionnement actuel n'est pas optimisé**

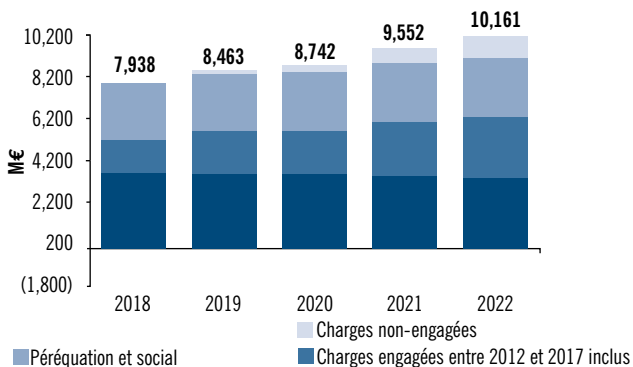
Comme pointé par la Cour des comptes et la CRE, l'accélération des trajectoires souhaitées sur les énergies renouvelables pose en priorité la question de son financement pour les consommateurs et les finances publiques. Pour 2019, la CRE estime à 7,8 milliards d'euros le coût du service public de l'énergie (soit une hausse de 12 % par rapport à 2017), dont 5,3 milliards d'euros financent le soutien aux EnR (soit une augmentation de 5 % par rapport à 2018 et de 16 % par rapport à 2017).

## Charges de service public de l'énergie prévisionnelles au titre de 2019



L'essentiel des charges de service public est alloué au photovoltaïque (2,5 milliards d'euros) et à l'éolien (1,3 milliards d'euros), qui représentent ainsi 70 % du soutien aux EnR. Au total, c'est une enveloppe de 31 milliards d'euros pour la période de 2018-2022 (dont 94 % sont engagés et 50 % relatifs aux engagements antérieurs à 2011), auxquels viennent s'ajouter 10 milliards d'euros au titre des Zones Non Interconnectées.

## Évolution du soutien aux EnR



Source: Senat, CRE.

Dans le prolongement du travail de la Cour des comptes, il faut ajouter aux 121 milliards d'euros engagés par l'État (au travers des mécanismes de soutien de prix passés) :

- environ 50 milliards d'euros d'enveloppe additionnelle de soutien (sur la base de 2,5 milliards d'euros annuels engagés à l'horizon 2022 sur une période moyenne de 20 ans) ;
- les coûts de raccordement des EnR intégrés au TURPE (dont l'enveloppe n'est pas rendue publique) ;
- 0,7 milliard d'euros par an de coût du FACE (Fonds d'Amortissement des Charges d'Electrification) et des S3EnR, qui sont des coûts intégrés au budget de l'État et concernent essentiellement de raccordement des EnR.



Ainsi, l'enveloppe cumulée des soutiens alloués aux EnR à horizon 2045 devrait avoisiner les 200 milliards d'euros, sans qu'aucun contrôle de la rentabilité des projets ne s'exerce et sans possibilité de révision des mécanismes. La Cour des comptes et la CRE appellent à un renforcement du pilotage budgétaire de ces charges, et à un meilleur contrôle des appels d'offres. Une étude récente de la CRE a démontré que les coûts de maintenance, l'un des principaux postes de dépense, avaient diminué de 35 % en moyenne pour le photovoltaïque, entre les appels d'offres CRE3 et CRE4, ce qui pose la question de la rentabilité des installations dont les coûts et soutiens ont été contractualisés avant 2011. La CRE notait également, dans son rapport 2017 concernant les obligations d'achat de la filière photovoltaïque, que « le coût d'achat moyen des contrats conclus lors de la période, en baisse depuis 2010 [...] s'élève toujours à 480 €/MWh en 2013 et devrait encore durablement peser sur les charges de service jusqu'à 2025 ».

Les mécanismes d'appels d'offres et de subventionnement ont démontré leurs imperfections. Si une révision des mécanismes de soutien passés peut être compliquée légalement, ceux-ci doivent impérativement être mieux maîtrisés à l'avenir :

- en intégrant systématiquement le montant des revenus complémentaires à la vente d'électricité (notamment de capacité) dans la fixation des tarifs d'appels d'offres ;
- en entamant pour les filières subventionnées une réflexion sur l'ensemble de la chaîne de valeur des industries considérées, en particulier à travers un bilan environnemental complet sur le matériel utilisé (« *cradle to grave* », y compris transport et matières). Cette évaluation pourrait remettre en cause certaines décisions de soutien de projets au contenu local trop faible.

- i. La CRE proposait également que la PPE prévoie une enveloppe budgétaire quinquennale permettant à chaque gouvernement d'adapter le soutien aux filières, afin de faciliter et adapter le contrôle budgétaire.
- ii. Par ailleurs, le développement des EnR a un effet insidieux sur les tarifs d'électricité : en incluant les coûts de raccordement – en forte croissance – dans le TURPE, le tarif de l'électricité comprend une part grandissante de coûts fixes (environ deux tiers de la facture), ce qui ne laisse espérer qu'une diminution très marginale du prix de l'électricité pour le particulier et fait diminuer l'intensité concurrentielle.
- iii. Enfin, la remise en cause du financement des nouveaux mécanismes de prix par la hausse de la composante carbone de la TICPE pose la question de l'équation budgétaire et du caractère raisonnable de cette tendance à la hausse des coûts des mécanismes de soutien. D'autant que l'ancien mécanisme, faisant peser le financement sur le prix de l'électricité *via* la CSPE, a également atteint ses limites (37 % de taxes sur la facture finale). L'enchérissement prévisible de l'électricité pose la question non résolue du poids croissant de la solidarité et de la péréquation pour le consommateur final. Le risque budgétaire incompressible et de long terme qu'induisent ces mécanismes devra être résolu afin de ne pas creuser le déficit public.

### **iii. Le développement des EnR électriques ne contribue pas à l'amélioration du bilan carbone**

Les dépenses dans les EnR électriques (en remplacement des capacités nucléaires) ne contribuent pas à l'amélioration du bilan

carbone. D'ailleurs, les orientations de la SNBC ne prévoient pas d'amélioration substantielle du bilan carbone du secteur électrique à horizon 2023. Dans la PPE 2019-2023, l'amélioration du bilan carbone devrait provenir de l'arrêt du fioul en 2018 (fermeture de la tranche 3 de la centrale de Cordemais) et de la fermeture des capacités au charbon d'ici 2022, qui permettraient de diviser par deux le bilan des émissions du système électrique. Les émissions restantes proviennent essentiellement de la combustion de gaz pour assurer la pointe. Cette politique devra s'accompagner de réflexions sur notre sécurité d'approvisionnement, dans la mesure où les capacités de pointes (environ 6 GW) ne seront remplacées par des EnR thermiques qu'à hauteur de 25 %.

Sur les 48Mt/CO<sub>2</sub>eq d'émissions de GES de l'industrie énergétique, les fuites de raffinage ainsi que les pertes de transformation des combustibles contribuent à hauteur de 12 à 15Mt/CO<sub>2</sub>eq (soit un tiers), et aucune mesure spécifique ne vient répondre à cette problématique. Le document de la PPE se contente en effet de renvoyer vers un rapport d'évaluation de l'impact environnemental du gaz naturel, prévu par la loi mettant fin à la recherche et l'exploitation des hydrocarbures (loi n° 2017-1839). Concernant le raffinage, cette loi note que *« l'outil industriel doit s'adapter en permanence afin de répondre à la demande, tout en améliorant la performance environnementale et l'efficacité énergétique. Des transformations seront nécessaires pour adapter l'outil industriel à la consommation et aux critères de durabilité »*.

Si la diminution des émissions est la priorité de la PPE, un contrat de filière sur l'amélioration du bilan matière de la chaîne de transformation paraît nécessaire. En particulier, les pertes sur les réseaux d'acheminement (transport et distribution) et les moyens

de stockage (cuves et souterrains) pourraient faire l'objet d'un plan d'économie national.

**iv. L'acceptation des projets est faible, ce qui remet en cause la faisabilité des objectifs de développement de nouvelles capacités renouvelables**

Afin de diminuer les délais de recours et de sécuriser les prises de positions de l'État, des dispositions récentes ont centralisé les recours relatifs à l'*offshore* au tribunal de Nantes, et rendu la Cour d'appel seule compétente pour la saisie des recours judiciaires. Si cet aménagement du droit peut paraître contestable (il pourrait d'ailleurs être remis en cause par le Conseil d'État), il n'en est pas moins nécessaire dans la mesure où 70 % des projets font actuellement l'objet d'un recours, les organes de recours sont multiples et les tribunaux sont engorgés. Cela dit, ces nouvelles dispositions ne s'attaquent pas aux racines du problème, à savoir l'opposition d'une part croissante de la population (nuisances visuelles et sonores, impact sur les zones de pêche, etc.).

158

### **3.5. Les oubliés de la PPE**

#### **3.5.1. Les mesures anecdotiques ou manquant d'ambition**

**i. Les objectifs concernant les énergies renouvelables moins matures (marines, hydrauliques, géothermie...) ont été revues à la baisse**

Alors que la première PPE intégrait des mesures très ambitieuses sur les énergies nouvelles peu matures économiquement, la nouvelle

PPE a revu ces objectifs à la baisse, compte tenu de leur faible impact. Ainsi, la feuille de route pour 2023 présente :

- Un objectif abaissé de 100 MW sur l'électricité hydraulique – notamment de petite taille – pour atteindre 25,7 GW. Les coûts unitaires moyens observés sont compris entre 70 et 160 €/MWh pour les installations de faible puissance, les seules qui présentent un potentiel de croissance, et ne laissent pas entrevoir de diminution potentielle des coûts.
- Une réduction de 40 % des objectifs de capacité de géothermie (24 MW contre 40 MW), qui sont reportés sur la chaleur en raison d'un coût trop élevé (plus de 300 €/MWh). Le dispositif de soutien via le complément de rémunération en métropole sera annulé pour la production d'électricité issue de la géothermie, sauf pour les projets ayant déjà fait l'objet d'une demande. Des projets innovants pourront également, le cas échéant, être soutenus dans le cadre de dispositifs liés à la R&D.
- Un maintien des objectifs passés en ce qui concerne les filières d'EnR en mer : 20 projets de R&D pour un financement de 190 millions d'euros.

## ii. Les solutions d'effacement et les leviers capacitaires sont revus à la baisse pour des objectifs plus réalistes

Lors de la première PPE, un objectif ambitieux de 6 GW d'effacement était visé à l'horizon 2023, correspondant essentiellement au report de consommation électrique de la pointe vers la base pour 3 GW pour les industriels et 3 GW pour les particuliers. La PPE 2019-2023 réaffirme un objectif de 6,5 GW d'effacement mobilisable à l'horizon

2028, et diminue l'objectif 2023 de 6 à 4,5GW, afin de prendre en compte la réalité économique. La PPE se réfère en effet aux études de RTE et de l'ADEME, qui démontrent un écart entre les capacités d'effacement théoriques (9,5GW) et les capacités réellement mobilisables (6GW), sauf à rendre le mécanisme de rémunération actuellement en place plus attractif.

Cette position paraît raisonnable au regard du scénario et des hypothèses retenues. La PPE, qui est fondée sur un modèle de production centralisé et à technologie constante, prend en compte l'impact potentiel du déploiement des compteurs communicants et de nouvelles offres permettant un pilotage plus fin des consommations.

### **iii. Les objectifs d'autoconsommation traduisent le maintien d'un modèle de développement centralisé**

La PPE vise 65 000 à 100 000 sites raccordés d'ici 2023 (environ 300 MW), à comparer à près de 20 000 sites à fin 2017 (75 MW). Cette projection semble contradictoire avec le bilan prévisionnel 2017 de RTE, qui prévoyait une fourchette de 10 à 18 GW à l'horizon 2035. À noter cependant que la PPE ne précise pas si les objectifs ambitieux affichés dans le solaire à l'horizon 2028 (34 à 44 GW) tiennent compte d'une proportion d'autoconsommation.

Le faible développement de l'autoconsommation constitue une différence notable avec nos voisins, puisque le Royaume-Uni ou l'Italie comptaient 700 000 systèmes en autoconsommation raccordés à fin 2017, et l'Allemagne 1,5 million. Les causes régulièrement invoquées sont diverses : prix de l'électricité inférieur à celui de nos voisins européens, faible niveau de connaissance de ces mécanismes par le grand public, freins administratifs liés aux

seuils d'appels d'offres mis en place et, surtout, lenteur des procédures de raccordement. A ceci s'ajoute le modèle de péréquation français, qui a inclus les coûts liés aux mécanismes de réinjection des productions excédentaires dans un tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) spécifique pour les installations de moins de 100 kW.

D'ici 2021, date limite de transposition de la directive EnR en droit français, les délais de procédures (autorisation, certification, octroi de licences) seront réduits à moins d'un an pour les installations d'une capacité électrique inférieure à 150 kW (le seuil d'appel d'offres est aujourd'hui fixé à 100 kW), et les surcoûts d'injection ne pourront plus être intégrés au TURPE, à moins que ces derniers représentent plus de 8 % de la capacité électrique installée et créent une charge disproportionnée sur le système.

Cette vision européenne s'oppose au modèle de développement français et aux préconisations de la CRE, qui visent à développer en priorité les capacités de production centralisées, afin de réduire les coûts et maintenir la stabilité du système électrique. Cependant, la réduction des coûts du solaire individuel (environ 5 ct/kWh) et la hausse prévisible des prix de revente pourraient entraîner un réel essor de l'autoconsommation, possibilité qui n'est pas intégrée totalement dans la PPE.

Les moyens fixés par la PPE visent principalement à « clarifier le cadre applicable au modèle de tiers investisseur, faciliter le financement de l'autoconsommation collective, porter à 1 MW la taille minimale des installations éligibles à l'appel d'offres ».

## 3.5.2. Les grands oubliés de la PPE

### i. L'efficacité énergétique et les économies d'énergie

Au-delà de la rénovation énergétique des bâtiments et des objectifs de réduction de consommation au kilomètre des véhicules, la PPE n'a pas réellement adressé le potentiel de réduction de la consommation énergétique liée (i) à l'amélioration de l'efficacité énergétique dans les autres usages de l'énergie et (ii) aux économies d'énergies pures et simple. Au final, l'énergie la moins carbonée est celle qui n'est pas produite.

Si des progrès importants ont été réalisés ces dernières années, ils sont souvent liés aux évolutions des technologies utilisées, sans lien avec les politiques publiques menées. En se concentrant sur l'efficacité énergétique (chauffage, isolation), la politique publique occulte plusieurs secteurs secondaires d'économies d'énergie qui pourraient être gérés plus efficacement. À titre illustratif, la consommation électrique des appareils en veille représente entre 7 et 18 % de la consommation électrique<sup>113</sup> et ne fait l'objet d'aucune réglementation visant à la réduire efficacement. De même, l'éclairage consomme 49 TWh par an d'électricité en France, soit plus de 10 % de la consommation nationale, avec un double gisement d'économie :

- Pour les collectivités, l'éclairage représente 16 % de la consommation énergétique (41 % de leur facture électrique) alors qu'il pourrait être réduit par l'utilisation de systèmes à basse consommation et une meilleure régulation des temps et zones d'éclairage.

---

<sup>113</sup> D'après l'Association Française de l'Éclairage (AFE).



- Pour le tertiaire, ce sont 6 TWh d'éclairage des bureaux, dont environ 2TWh pourraient être économisés par l'installation de matériel récent pour remplacer les 80 % d'installations de plus de 20 ans<sup>114</sup>.

Que ce soit sur l'électroménager ou dans les usages énergétiques, beaucoup reste à faire pour réduire la consommation énergétique et limiter les niveaux d'énergie fatale (énergie ou chaleur consommée sans pouvoir être valorisée).

Afin que la PPE et plus largement la politique de transition énergétique ne soit plus perçue comme un enjeu technocratique, mais un impératif partagé par tous et auquel chacun peut contribuer de façon pratique, il est souhaitable que la collectivité puisse se retrouver autour d'objectifs simples et mobilisateurs. Les mesures prises à la suite des chocs pétroliers des années 1970, telles que la mise en place des heures d'hiver et d'été, avaient incarné auprès du grand public l'impératif d'économie d'énergie. De même, il serait important que particuliers, secteur privé et collectivités publiques puissent se mobiliser aujourd'hui autour d'un objectif emblématique tel que les économies d'énergie dans l'éclairage par exemple. Cette mesure pourrait s'articuler autour, non seulement de la conversion aux sources d'éclairage basse consommation si ce n'est pas déjà le cas, mais aussi de l'extinction de l'éclairage dès que celui-ci n'est plus utile dans une pièce, une rue, un bâtiment. Des mesures ponctuelles ont été déjà prises dans ce domaine sur les devantures de magasins par exemple ou, plus ponctuellement, sur la réduction de l'éclairage de certains bâtiments publics passé une certaine heure. Mais ces mesures n'ont pas été coordonnées ni systématisées de manière à créer un signal fort d'économie d'énergie.

---

<sup>114</sup> AFE, ADEME.

La mise en place d'un tel plan d'économie d'énergie lié à l'éclairage serait de nature à mobiliser chacun autour des gestes simples incarnant la démarche de réduction de la consommation d'énergie.

### Proposition

Afin d'atteindre les objectifs français de diviser par deux la consommation d'énergie à l'horizon 2050, compléter la programmation pluriannuelle de l'énergie – actuellement fortement axée sur l'offre – par un plan ambitieux d'économie d'énergie. Les pouvoirs publics consommateurs pourraient par exemple montrer l'exemple dans la déclinaison de mesures d'économies d'énergie (par exemple plan lumière, modernisation des bâtiments publics et du mobilier urbain, etc.).

## ii. Le gaz naturel et le rôle du biogaz dans la transition énergétique

164

À l'inverse de toutes les tendances mondiales, la France prévoit un recours décroissant au gaz naturel. En effet, si le gaz constitue une avancée notable en remplacement d'autres sources d'énergies fossiles (avec un taux d'émission deux à trois fois inférieur au charbon), il peine à trouver sa place dans un mix énergétique national avec un très faible recours aux énergies fossiles.

La trajectoire de consommation du gaz dans la PPE est par conséquent prévue en baisse sur la période, de 493 TWh en 2018 à 420 TWh projetés en 2028, principalement sur les volumes consommés par les particuliers. Dans le même temps, aucun recours plus important au gaz dans production électrique n'est anticipé, en remplacement des moyens de pointe fossiles utilisés actuellement (charbon).

Le rôle du gaz naturel dans la sécurité d’approvisionnement énergétique (traité uniquement sous l’angle de fourniture avec un critère exigeant de trois heures), pourrait pourtant présenter un intérêt dans la transition énergétique française. L’opportunité d’utiliser le gaz dans la transition énergétique tant pour couvrir les besoins électriques de pointe, qu’en tant que source de stockage énergétique (*power to gas*), ne semble pas avoir été considérée dans la PPE.

Le choix d’un scénario unique pour atteindre les objectifs de neutralité carbone de la SNBC, par le recours croissant aux moyens de production électrique renouvelables, a été privilégié. Si ce scénario prévoit une croissance de l’interconnexion et l’interdépendance électrique européenne, il ne considère pas les émissions de GES de l’électricité importée dans le bilan national. Or, si un recours plus grand était nécessaire (par exemple des hivers plus froids comme en 2017), le bilan carbone importé serait majoritairement produit à partir de capacités étrangères fortement carbonées (charbon à court terme). Des variantes s’appuyant sur un recours additionnel au gaz en France auraient pu se substituer aux besoins de pointes qui seront fermés au cours de la PPE (différentiel de 4 GW de capacité électrique fuel et charbon fermés entre 2018 et 2022).

Afin de réduire la dépendance énergétique de la France (qui ne produit pas cette énergie), le recours au biogaz a été relativement diminué. En décembre 2018, la France disposait de 76 sites d’injection de biogaz pour une capacité totale de 1,2 TWh/an, et d’environ 600 projets projetés permettant d’atteindre l’objectif de 14TWh/an. Le biogaz reflète un important dilemme non résolu par la PPE : si cette énergie présente aujourd’hui un coût élevé (autour de 95 €/MWh, contre un prix de marché autour de 32 €/MWh) et un poids des mécanismes de soutien en augmentation (de 62 millions

d'euros en 2018 à 130 millions d'euros en 2019), elle présente néanmoins de très nombreux atouts – bien que, aussi, des incertitudes liées aux capacités véritablement exploitables. C'est principalement le doute sur la capacité à diminuer les coûts de la filière qui a conduit à diminuer de 10 % à 7 % la part du biogaz dans l'objectif de consommation finale en 2023 (soit de 22 à 14 TWh/an). Le seuil de 10 % ne serait maintenu que sous réserve d'une diminution de 30 % des coûts. Si l'objectif de sérieux budgétaire est de toute évidence louable, il conviendra d'évaluer le potentiel du biogaz au regard d'une grille de lecture un peu différente :

- Concernant l'indépendance énergétique tout d'abord, chaque unité de biogaz produite en France améliore *de facto* le coefficient d'indépendance énergétique française, ainsi que sa balance commerciale (en réduisant d'autant les importations de gaz). Sur ce plan, la diminution de la dépendance française au gaz importé de Russie et d'Afrique du Nord présenterait une opportunité importante pour la France et les pays d'Europe occidentale. Si les technologies sont aujourd'hui majoritairement importées d'Allemagne, la conception des cultures est assez simple pour être partiellement intégrée en France, si cette dernière mettait sur pied un plan de développement ambitieux.
- Sur le plan écologique, la substitution de biogaz au gaz naturel importé représenterait une économie projetée de 188 gCO<sub>2</sub> par kWh (soit 23,4 gCO<sub>2</sub>/kWh contre 227 gCO<sub>2</sub>/kWh). Une étude de l'IFPEN publiée en juillet 2018 conclut qu'une injection de 100 TWh de gaz renouvelable en 2050 diminuerait les émissions d'environ 20 MT (soit l'équivalent des émissions du système électrique français). À noter que les économies d'émissions de GES en amont de la chaîne gazière (E&P, traitement, acheminement)

ne sont pas prises en compte dans cette étude, et représentent d'après l'AIE<sup>115</sup> environ 25 % des émissions de GES de la chaîne du gaz.

- Dans le cadre des différents usages du gaz, la maîtrise des fuites constitue également une source de réduction des émissions des GES non négligeable, compte tenu du caractère fortement amplificateur de l'effet de serre du gaz naturel par rapport aux émissions de CO<sub>2</sub> (potentiel émissif de l'ordre de vingt fois plus important). Les différentes émissions fugitives de gaz (raffinage, transformation et acheminement) seraient de l'ordre de 15 MtCO<sub>2</sub>eq,<sup>116</sup> ce qui représente une perte d'opportunité pour l'ensemble des acteurs de la filière. Différentes initiatives de réduction ont été menées par le passé par les industriels, réduisant ainsi les émissions de près de moitié depuis 1990. Il reste néanmoins un potentiel important de réduction de ces fuites, qui pourraient être mobilisé plus fortement au travers, par exemple, d'un contrat de filière ou d'objectifs contraignants.

Si la vision économique de la PPE éclaire sur les choix effectués pour le gaz, ces enjeux ainsi que la grille de lecture spécifique à appliquer mériteraient une plus grande information et une meilleure prise en compte dans la feuille de route énergétique française.

---

<sup>115</sup> WEO 2018.

<sup>116</sup> Datalab 46 de novembre 2018 sur la base des émissions 2016. Service de la Donnée des Études Statistiques (SDES).

### Proposition

Pour assurer la transition énergétique, permettre au gaz naturel de jouer son rôle d'énergie de transition tout en instaurant des normes et des objectifs de diminution des fuites et émissions fugitives de gaz naturel, au travers notamment d'un contrat de filière.

### iii. Une nécessaire révision du budget de R&D pour la transition

Les dépenses de R&D prévues par la Stratégie Nationale de Recherche Énergétique (SNRE) et destinées à la transition énergétique ont été peu orientées vers les énergies nouvelles. Sur 1,018 millions d'euros (soit 0,04 % du PIB), seulement 502 millions d'euros ont été investis dans les EnR et les moyens de la transition énergétique. Ce budget est par ailleurs en diminution constante depuis 2011 : il a diminué de 10 % entre 2016 et 2017, notamment suite à la baisse de la recherche orientée vers les biocarburants. Sur ce montant de soutien à la R&D :

- 126 millions d'euros sont alloués aux EnR, dont 55 millions d'euros pour le solaire et 52 millions d'euros pour la biomasse (biocarburants avancés) ;
- 121 millions d'euros vont à l'efficacité énergétique, dont 65 millions d'euros pour les transports (amélioration des batteries, de l'électronique et des moteurs à combustion) et 24 millions d'euros pour les bâtiments ;
- 51 millions d'euros sont dépensés pour les technologies de stockage, dont 27 millions d'euros pour l'hydrogène et les piles à combustible) ;

- l'industrie et les autres domaines se partagent 33 millions d'euros, et 51 millions d'euros sont dépensés pour les technologies de stockage (dont 27 millions d'euros pour l'hydrogène et les piles à combustible) ;
- la capture et la séquestration du carbone bénéficie de 12 millions d'euros.

Ce budget est insuffisant pour faire face aux besoins de la transition énergétique et permettre l'émergence, en France, de champions industriels nationaux. La sacralisation de ce budget dans le PLF et la création d'un budget de R&D dédié à l'industrialisation des processus connus en matière de transition énergétique, en renfort de la SNRE, semblent nécessaires.

De même, ce budget sous contrainte a fait passer l'ambition de 100 millions d'euros par an pour le plan hydrogène à une dotation totale de 100 millions d'euros sur la durée du plan.

### **Proposition**

Augmenter l'effort public et privé de recherche & développement pour les solutions technologiques tournées vers la transition énergétique (économies d'énergie, production décarbonée, etc.). Cela permettrait l'émergence de technologies nationales et favoriserait le développement de programmes pertinents d'alliances industrielles, sur l'exemple de « l'Airbus » des batteries. A cet effet, créer des mécanismes de soutien réglementaire pour les industries stratégiques au niveau européen.

#### iv. L'éolien offshore

Si les coûts de cette filière (notamment la maintenance en haute mer) et l'absence de filière constituée ont entraîné des tarifs d'achats très élevés pour les premiers appels d'offres (autour de 200 €/MWh en moyenne), les réalisations sur la période 2011-2018 ont pris du retard pour plusieurs raisons :

- l'impréparation des études d'impacts préalables et des consultations locales, qui a amené certaines associations à utiliser l'ensemble des voies et juridictions de recours disponibles ;
- des incertitudes sur le coût de raccordement marin initialement porté par les développeurs des projets ;
- l'étendue de l'obligation de contenu local concernant des filières non constituées.

En définitive, l'État a su tirer un bénéfice des recours en renégociant en 2018 le tarif d'achat de 200 € à 150 €/MWh (hors raccordement) évitant ainsi de trop alourdir le coût pour les consommateurs de cette technologie en devenir. L'État en a également tiré les conséquences dans son troisième appel d'offres lancé en 2019. Les ambitions ont également été largement revues à la baisse dans la PPE 2019, alors que les coûts prévisibles de ces filières devraient très largement diminuer.

Les objectifs pour 2023 ont été revus à la baisse pour prendre en compte (i) le potentiel décalage dans la mise en service de l'ensemble des capacités allouées (2 400 MW contre 3 000 MW prévus initialement) ainsi que (ii) un objectif modéré de doublement des



capacités à l'horizon 2028 (+ 2,4 GW). Pour soutenir cette croissance, la PPE prévoit 3 000 MW d'appels d'offres pour l'éolien posé (dont 500 MW pour le troisième appel d'offre de Dunkerque clôturé le 15 mars 2019) et seulement 750 MW à 1 000 MW d'éolien flottant.

Ces perspectives semblent prudentes, comparées à la baisse des coûts attendue pour le troisième appel d'offres de Dunkerque. Il est prévu à 70 €/MWh par le MTES, et les résultats en coûts complets devraient s'établir autour de 60 €/MWh (raccordement compris). Par ailleurs, si elle présente moins de perspectives de diminution des coûts (comparée au solaire), le potentiel d'emploi et de captation de valeur de cette source d'énergie sur le territoire est supérieure (comme en attestent les installations de General Electric à Nantes et l'investissement de Gamesa au Havre). Un développement des appels d'offres pour de nouvelles capacités à installer permettrait donc de rentabiliser les investissements réalisés par cette filière.

Le maintien d'une ambition de développement forte sur l'éolien *offshore* – sous condition de coûts – constituerait un signal fort pour le développement de capacités industrielles nationales, dans une filière en cours de structuration au niveau mondial. En effet, les expériences passées acquises sur l'éolien terrestre et l'énergie photovoltaïque ont montré que le maintien d'une filière industrielle nationale était fortement dépendante d'une impulsion continue du développement de ses technologies au niveau national.

## **3.6. Gouvernance de la PPE, moyens d'incitation, de pilotage et de contrôle**

### **3.6.1. Quelle mise en œuvre pratique pour atteindre les objectifs de la PPE par les pouvoirs publics ?**

La crise des gilets jaunes et le Grand Débat ont mis en exergue la nécessité d'adapter certaines politiques nationales selon les territoires. Le projet de PPE tente de répondre à ces objectifs en rappelant les différents dispositifs existants entre schémas régionaux (S3REnR, SRADDET, SRCAE) et contrat de transition énergétique, sans pour autant expliquer l'articulation concrète de ces différents schémas.

#### **i. La transparence entre les planifications nationales, régionales et locales est-elle suffisante ?**

La PPE présente l'État comme « facilitateur » des plans régionaux, en prenant pour exemple des dix Contrat Transition Ecologique (CTE) conclus à fin décembre 2018 pour accompagner certaines régions dans des projets compatibles avec les objectifs de la PPE. Ces initiatives sont bien évidemment clés pour adapter la mise en application des politiques nationales avec des réalités diverses selon les territoires. Elles devront néanmoins être amplifiées et leur articulation avec les politiques nationales, clarifiée (notamment concernant le chiffrage global des moyens alloués entre collectivités et État, qui tiennent des comptabilités séparées).

Par ailleurs, ce que la PPE détaille peu et semble incapable d'adapter à une échelle locale, est le financement de la transition. En établissant une taxe carbone sur les combustibles fossiles, la PPE accentue la fracture territoriale entre d'une part, des villes équipées de réseaux

de chauffage et de transports en commun et, d'autre part, des campagnes chauffées au fioul et roulant au diesel. Les disparités de prélèvements et de mécanismes incitatifs locaux (par exemple la possibilité laissée aux municipalités de supprimer les impôts fonciers en contrepartie de travaux de rénovation) seront confrontées au souhait de transparence et d'équité exprimé par les Français concernant le financement de la transition énergétique.

### Proposition

La trajectoire d'évolution de la fiscalité carbone a été suspendue fin 2018 pour des questions d'acceptabilité. Si le recours exclusif à la taxation ne semble plus d'actualité, celle-ci structurerait pourtant la PPE et l'atteinte des objectifs fixés.

Mettre en place, alternativement, une combinaison de mesures réglementaires, normatives et d'incitations financières fondées sur une référence de prix du carbone. Les mesures appliquées à la mobilité fournissent à cet égard un exemple équilibré et efficace en combinant des normes d'émission très ambitieuses à l'échelle européenne avec des incitations à l'échelle nationale (bonus-malus).

## ii. Les aspects budgétaires ne doivent pas être la seule grille de lecture

Comparativement à la première PPE, la PPE 2019-2023 a revu à la baisse et rationalisé les objectifs relatifs à plusieurs filières, qui étaient critiqués pour avoir été surestimés dans la première PPE (énergies marines, biogaz, autoconsommation, effacement, etc.). Si le sérieux et l'équilibre des mesures peuvent être salués, ils découlent notamment d'une préoccupation budgétaire et certains objectifs ont justement fait l'objet d'arbitrages strictement budgétaires qui ne

semblent pas considérer les aspects industriels, de balance commerciale ou même d'économie d'ensemble. C'est en particulier les cas de l'éolien *offshore* (dont le coût d'installation actuel tend à devenir compétitif) et des objectifs de biométhane (pour lequel un secteur économique semble vouloir se mobiliser), qui semblent ignorer l'actualité récente ou les bénéfices induits par ces filières. Une réflexion sur la réallocation des rentes concédées via les obligations d'achats antérieures à 2011 ne serait pas inutile, afin de dégager les marges nécessaires à l'atteinte des objectifs ambitieux de la PPE (notamment pour la chaleur, les filières EnR contraintes ou encore le soutien au véhicule propre).

De façon plus globale, l'analyse du bilan carbone de nos politiques économiques devrait être évaluée en tenant compte de l'ensemble des externalités que celles-ci engendrent. Une partie de nos industries fortement émettrices en gaz à effet de serre ont ainsi délocalisé une partie de leur activité en dehors de l'espace européen, nous forçant à importer des biens (i) dont la production est soumise à des contraintes moins fortes en termes d'émission et (ii) dont le bilan carbone ne rentre pas en compte dans l'équilibre global de la PPE.

### Proposition

Le consensus économique conclut que fixer un prix au carbone est indispensable pour réorienter les comportements et mener une politique efficace de lutte contre le réchauffement climatique.

Face à la part croissante du bilan carbone importé, favoriser l'émergence d'une référence unique du prix du carbone au niveau européen. Cette référence serait utilisée pour évaluer, puis articuler l'ensemble des politiques et règlements de l'Union européenne, en s'attachant à limiter les distorsions de concurrence liées au carbone importé.

### iii. Le déséquilibre entre exécutif et législatif est trop important

Comme souligné dans le rapport du Sénat d'avril 2018, la PPE et son financement sont essentiellement décidés par le Gouvernement et son administration (MTES). Ils échappent donc, par définition, au pilotage et au débat parlementaire. Le rôle du Parlement est réduit à un contrôle *a posteriori* de l'action du Gouvernement, notamment au travers de la Commission des finances. Si ce principe et l'adoption par décret permettent une relative continuité des décisions dans un processus déjà très chronophage, il en demeure pour autant assez peu démocratique. Le sujet de la gouvernance démocratique est un point à revisiter dans l'exercice de PPE, afin d'assurer une information et une pédagogie adéquates, et ainsi limiter les remises en cause *a posteriori*.

### iv. La création d'un Haut Conseil n'a pas encore démontré son utilité

Une des nouveautés annoncées concomitamment à la PPE 2019-2023 est la création du Haut Conseil pour le Climat (HCC), afin d'évaluer la SNBC et la PPE. D'après France Stratégie, la lettre de cadrage des missions du HCC pour 2019 – en cours d'élaboration – devrait porter sur « *la tendance des émissions récentes comparée aux trajectoires nécessaires pour respecter les budgets carbone, et la cohérence entre les politiques publiques et des scénarios proposés dans la SNBC* », ainsi que « *l'apport d'éclairages d'autres pays* ». Ces éléments appellent deux commentaires.

- Quelle est la légitimité, le rôle et le bénéfice supplémentaire attendu de cette instance de contrôle des politiques publiques ? Pourquoi détacher cette dernière des appareils traditionnels d'évaluation

des politiques publiques (Parlement, IGF, Cour des comptes, ADEME, CRE) ?

- Il est en effet à regretter que les apports des autres pays européens soient si peu intégrés dans la PPE, alors même qu'ils offrent un panel important et intéressant de dispositifs innovants pouvant être adaptés en France – concernant l'évolution des mécanismes de soutien à l'électricité d'origine renouvelable, ou à la rénovation énergétique.

Une clarification du rôle de cette instance, de ses apports et des conclusions attendues semble nécessaire. Plutôt qu'au sein d'une instance de consultation, d'orientation ou d'évaluation, les moyens devraient être concentrés dans les administrations compétentes.

Par ailleurs, cette instance comprend essentiellement des économistes de l'environnement, et pas ou peu de spécialistes des politiques publiques. Ces derniers seraient sans doute plus sensibilisés à évaluer l'acceptabilité des décisions préconisées.

### **3.6.2. Une implication trop faible des particuliers et des entreprises dans la construction et l'atteinte des objectifs de la PPE**

Le processus d'élaboration et les nombreuses consultations autour de la PPE, pourtant étalés sur 18 mois, n'ont pas empêché l'émergence d'une crise sociale et institutionnelle suite au soulèvement des gilets jaunes en novembre 2018. Celui-ci constitue la première contestation générale de la politique écologique, à travers une confrontation entre les problématiques de « fin du mois » et celles de « fin du monde ». Les racines de cette crise sont sans doute ancrées dans l'héritage

d'une époque où la politique énergétique était une prérogative régaliennne qui ne nécessitait pas d'adhésion collective.

Dès 2018, deux instances pointaient du doigt les errances démocratiques et le manque d'information sur la transition énergétique.

- Le Sénat, dans son rapport d'examen<sup>117</sup> des conclusions de la Cour des comptes portant sur « Le soutien aux énergies renouvelables », notait le manque de consultation du Parlement et l'absence de contrôle relatif au budget de soutien aux EnR, les faibles compensations budgétées ainsi que le manque de consultation préalable concernant la révision à la hausse de la trajectoire du carbone dans les TICs. Il soulevait enfin le manque de moyens humains à la disposition de la DGEC et de la CRE pour l'évaluation des politiques en faveur des EnR (en comparaison avec d'autres pays européens).
- La Commission Nationale du Débat Public (CNDP), chargée d'animer le débat entre le 29 mars et le 19 juin 2018 (103 jours), n'a pas manqué de souligner dans son bilan du 08 août 2018 la non-prise en compte de la consultation, l'insuffisance des moyens alloués au débat et le manque de considération du public dans la réalisation de la PPE 2019. La CNDP notait ainsi une organisation et des moyens sous-dimensionnés (la consultation du public durant seulement trois mois, contre sept mois de consultation des comités techniques). Elle décrivait un dossier de maîtrise d'ouvrage complexe et non hiérarchisé, ne décrivant pas les objectifs de mix énergétique, présentant peu de scénarios (seulement deux pour le mix électrique)

---

<sup>117</sup> Rapport 445 de la commission du sénat du 18 avril 2018.

et n'apportant aucune clarification des attentes ni de la place donnée aux conclusions du débat public. En conclusion la CNDP notait :

i. L'existence d'un consensus majoritaire sur la nécessité de la transition énergétique et de la diminution de consommation de combustibles fossiles, associé cependant à un clivage profond sur la question du nucléaire ;

ii. Le manque, dans les débats, de transparence et d'information du public sur des questions complexes : justification des objectifs de maîtrise de l'énergie versus décarbonation de l'énergie, coût des EnR versus coût de l'énergie nucléaire, intermittence des EnR versus risques liés à l'énergie nucléaire, économies d'énergie ou amélioration de l'intensité énergétique, etc.

• Cela dit, il est également fréquent que le grand public juge les politiques menées insuffisantes, les dispositifs incompréhensibles et les résultats peu visibles. L'enjeu central aujourd'hui est de rendre compte des résultats, en créant un consensus autour des données et de l'évaluation. Le débat a montré une aspiration forte à plus de neutralité et d'expertise scientifique dans les outils d'observation, plus d'indépendance dans l'évaluation de la mise en œuvre de la PPE et plus d'intégration de la dimension européenne. Les principales attentes sont les suivantes :

i. L'exigence de stabilité, de cohérence et de continuité des politiques publiques pour mener à bien la transition énergétique. Le public ne s'est pas exprimé en faveur d'une rupture mais d'un approfondissement.

ii. Une forte attente de territorialisation. Le grand public aspire à



une meilleure implication, au lieu de projets qui « tombent d'en haut », et à une clarification des responsabilités. Cette aspiration a rejoint pendant le débat les initiatives de collectivités territoriales particulièrement innovantes. Les choix de politique énergétique devront donc répondre à cette demande de territorialisation et de responsabilisation des collectivités territoriales, et clarifier la gouvernance. Cette forte attente est également celle de l'incarnation des mesures d'économies d'énergie autour d'objectifs communs déclinables au niveau de chaque acteur économique individuel, privé ou public.

- iii. L'exigence de justice sociale. Le grand public exprime un sentiment d'injustice de la politique énergétique, particulièrement marqué pour ce qui concerne la fiscalité environnementale. Les « gros pollueurs » ne sont pas taxés. La taxation est injuste car elle n'est pas proportionnelle à la consommation. La transition énergétique n'est « accessible qu'aux bobos ». Les créations d'emploi ne sont pas visibles. La juste répartition des coûts de la transition énergétique est manifestement un préalable à l'acceptabilité des choix politiques, pour une grande partie de la population qui s'est ce qui confirme la dimension fortement politique de ce sujet.

À ces conclusions, il faut ajouter le manque de transparence et de prise en compte des contributions du secteur privé dans le débat public lié à la PPE.

### **Proposition**

Pour répondre au sentiment d'iniquité qui pèse sur les politiques de transition, un effort de pédagogie doit être réalisé concernant les enjeux de transition énergétique. À cet effet, créer un plan national mobilisateur auprès du grand public afin de permettre une meilleure prise de conscience de la responsabilité collective et de chacun dans l'atteinte des objectifs de réduction d'émissions. Ce plan pourrait inclure une déclinaison des objectifs d'économies d'énergie et de diminution de la consommation, en mettant en exergue les initiatives prises par les services de l'État (par exemple sur l'éclairage) afin de susciter un effet d'entraînement sur les comportements individuels.

## CONCLUSION

---

En réalisant la synthèse de politiques et planifications variées, la PPE remplit son objectif principal : établir une feuille de route stratégique de la politique énergétique française pour les cinq, voire dix prochaines années. Ce faisant, elle dresse le portrait d'une organisation législative et administrative complexe et révèle une hétérogénéité des moyens par rapport aux objectifs visés.

Le problème d'échelle géographique de la politique énergétique traduit un problème plus général d'intégration et de coordination des politiques européennes. Entre rivalités nationales et vision commune, la PPE doit trouver un équilibre compliqué qui n'est pas sans conséquence sur les notions de balance commerciale, d'indépendance économique et de sécurité d'approvisionnement. Par ailleurs, si la mobilité constitue l'une des politiques les mieux intégrées à l'échelle européenne, elle pose à l'échelle nationale la question de l'intégration des périphéries et des métropoles dans la transition énergétique.

Le manque de priorisation des axes et des moyens alloués est criant. La PPE doit repenser ses objectifs en hiérarchisant ses priorités à la manière de l'Union européenne : faciliter l'accès à une énergie décarbonée et abordable pour les Français. La PPE 2019 a donné la priorité à la mutation des moyens de chauffage, au suivi de l'efficacité énergétique du logement et à la mobilité. En revanche, elle n'a pas permis de repenser les moyens alloués à ces différents chantiers pour permettre leur réussite.

La PPE est trop centrée sur l'offre et n'agit pas assez sur la demande en énergie. Cette orientation tient probablement à la difficulté politique à confronter les populations avec le coût réel de l'abandon des combustibles fossiles, et avec les efforts et solidarités à inventer et financer pour cette transition.

Le souci de préservation de la compétitivité a souvent obscurci le débat sur la contribution des entreprises privées. La conduite de l'ensemble des entreprises vers des politiques de sobriété énergétique et de développement vert devra être repensée et complétée.

Au-delà des incitations fiscales et des leviers réglementaires, c'est un changement de la demande énergétique, et pas seulement de l'offre, qui doit être initié. Ce changement doit irriguer les décisions et la gouvernance publique (i) par la sensibilisation et l'information de la population sur les défis liés aux changements d'usages énergétiques, et (ii) par l'exemplarité de l'État lui-même en tant qu'utilisateur d'énergies.

## GLOSSAIRE

---

<b>ADEME</b>	Agence De l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie
<b>AFITF</b>	Agence de Financement des Infrastructures de Transport de France
<b>AIE</b>	Agence Internationale de l'Energie
<b>ANAH</b>	Agence national de l'habitat
<b>ARENH</b>	Accès Régulé à l'Energie Nucléaire Historique
<b>ASN</b>	Autorité de Sureté Nucléaire
<b>CAS</b>	Compte d'affectation spéciale
<b>CCE</b>	Contribution Climat Energie
<b>CCNUCC</b>	Convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques
<b>CEE</b>	Certificat d'économie d'énergie
<b>CGDD</b>	Commissariat Général du Développement Durable
<b>CIGEO</b>	Centre industriel de stockage géologique
<b>CITE</b>	Crédit d'Impôt Transition Energétique
<b>CITEPA</b>	Centre interprofessionnel technique d'études de la pollution atmosphérique
<b>CIVES</b>	Cultures intermédiaires à vocation énergétique
<b>COP</b>	Conférence des Parties
<b>CORSIA</b>	Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation
<b>CRE</b>	Commission de Régulation de l'Energie

<b>CSPE</b>	Contribution au service public de l'électricité
<b>CTA</b>	Contribution tarifaire d'acheminement
<b>DGEC</b>	Direction Générale de l'Énergie et du Climat
<b>E&amp;P</b>	Exploration et Production
<b>Eco PTZ</b>	Eco-prêt à taux zéro
<b>EDF</b>	Electricité de France
<b>EnR</b>	Energies renouvelables
<b>EPR</b>	European Pressurized Reactor
<b>ETP</b>	Equivalent Temps Plein
<b>EU – ETS</b>	European Union Emission Trading Scheme
<b>EU-ETS</b>	European Exchange Trading System (credit)
<b>FACE</b>	Fonds d'Amortissement des Charges d'Électrification
<b>Fart</b>	fonds d'aide à la rénovation thermique
<b>GES</b>	Gaz à Effet de Serre
<b>GNV</b>	Gaz Naturel Vert
<b>GRDF</b>	Gaz Réseau Distribution France
<b>IEG</b>	Industries électriques et gazières
<b>IFPEN</b>	Institut Français du Pétrole Énergie Nouvelles
<b>LCOE</b>	<i>Levelized Cost of Energy</i>
<b>LLD</b>	Location longue durée
<b>LTECV</b>	Loi de Transition Énergétique pour la Croissance Verte

<b>MA/HAVL</b>	Moyenne Activité / Haute Activité Vie Longue
<b>MtCO<sub>2</sub>eq.</b>	Millions de tonnes d'équivalents CO <sub>2</sub>
<b>Mtep</b>	Million de tonnes d'équivalent pétrole
<b>MTES</b>	Ministère de la Transition Ecologique et Solidaire
<b>NEDC</b>	<i>New European Driving Cycle</i>
<b>OACI</b>	Organisation de l'Aviation Civile Internationale
<b>PPE</b>	Programmation Pluriannuelle de l'Energie
<b>Ptz</b>	Prêt à taux Zéro
<b>RDE</b>	Real Driving Emissions
<b>REP</b>	Réacteur à Eau Pressurisée
<b>RTE</b>	Réseau de Transport d'Electricité
<b>S3EnR</b>	Schéma régional de raccordement au réseau des EnR
<b>SDMP</b>	Stratégie de Développement de la Mobilité Propre
<b>SEQE</b>	Système d'Echange de Quotas d'Emissions
<b>SNBC</b>	Stratégie Nationale Bas carbone
<b>SNCU</b>	Syndicat national du chauffage urbain et de la climatisation
<b>SNRE</b>	Stratégie Nationale de la Recherche Energétique
<b>SRCAE</b>	Schéma régional du climat, de l'air et de l'énergie
<b>SUV</b>	<i>Sport Utility Vehicles</i>
<b>TIC</b>	Taxe intérieure de consommation

<b>TICC</b>	Taxe intérieure de consommation sur le charbon
<b>TICFE</b>	Taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité
<b>TICGN</b>	Taxe intérieure sur le gaz naturel
<b>TICPE</b>	Taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques
<b>TIPP</b>	Taxe Intérieure sur les Produits Pétroliers
<b>TLCFE</b>	Taxe locale sur la consommation finale d'électricité
<b>TURPE</b>	Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité
<b>TURPE</b>	Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité
<b>TVA</b>	Taxe sur la Valeur Ajoutée
<b>UE</b>	Union européenne
<b>UTCATF</b>	Utilisation des Terres, au Changement d'Affectation des Terres et à la Foresterie (captation carbone)
<b>VAE</b>	Validation des acquis de l'expérience
<b>VtoG</b>	<i>Vehicle to Grid</i>
<b>Wh (T/G/M)</b>	Watt-Heure (Terra, Giga, Mega)
<b>WLTC</b>	<i>Worldwide harmonized Light duty Test Cycle</i>



# REMERCIEMENTS

---

L'Institut Montaigne remercie particulièrement les personnes suivantes pour leur contribution à ce travail.

## Membres du groupe de travail

- **Philippe Boisseau**, expert international en énergie, membre de l'advisory board, Energy Intelligence Group, et Operating Executive, Carlyle International Energy Partners (président)
- **Michel Pébereau**, président d'honneur, BNP Paribas (président)
- **Benjamin Fremaux**, Senior Fellow, Institut Montaigne
- **Patrice Geoffron**, professeur d'économie, Université Paris-Dauphine
- **Bruno Lechevin**, ancien président, Ademe
- **Colette Lewiner**, conseillère énergie du Président, Capgemini
- **Cécile Maisonneuve**, présidente, La Fabrique de la Cité
- **Laetitia Puyfaucher**, présidente, Pelham Media Ltd

187

## Rapporteurs

- **Wilfrid Lauriano do Rego**, Global Lead Partner, Membre du Conseil de Surveillance, KPMG
- **Simon Martin**, ingénieur spécialisé Transport et Énergie
- **Victor Poirier**, directeur adjoint des études, Institut Montaigne
- **Pascal Prost**, Director Energy Practice, KPMG
- **Arthur Texte**, manager Energy Practice, KPMG

Ainsi que :

- **Waël Abdallah**, assistant chargé d'études, Institut Montaigne
- **Maroua Bouchareb**, senior associate transaction services, KPMG
- **Clara Herer**, learning partner, Engie University
- **Tennessee Petitjean**, assistant chargé d'études, Institut Montaigne

## Les personnes auditionnées dans le cadre de ce travail

- **Bruno Bensasson**, président-directeur général, EDF Renouvelables
- **Sophie Chambon-Diallo**, directrice développement durable, groupe SNCF
- **Bernard Fontana**, CEO, Framatome
- **Jean-Philippe Hermine**, Vice-Président Strategic Environmental Planning, Renault
- **Christel Heydemann**, présidente-directrice générale, Schneider Electric France
- **Didier Holleaux**, directeur général adjoint, ENGIE
- **Helle Kristoffersen**, directeur stratégie et secrétariat général de GRP (Gaz, Renewables & Power), Total
- **Michael Lippert**, Marketing & Business Development Manager, Saft
- **Olivier Menuet**, directeur énergie, Groupe SNCF, président de la filiale SNCF Energie, professeur Energie et Développement Durable à HEC Paris
- **Dominique Mockly**, président et directeur général, Teréga
- **Philippe Montantême**, directeur stratégie marketing recherche, Total Marketing et Services
- **Cyril Roger-Lacan**, président-directeur général, Tilia
- **Virginie Schwarz**, directrice de l'énergie, Ministère de la Transition écologie et solidaire

**Les opinions exprimées dans ce rapport n'engagent ni les personnes précédemment citées ni les institutions qu'elles représentent.**

# LES PUBLICATIONS DE L'INSTITUT MONTAIGNE

---

- Europe-Afrique : partenaires particuliers (juin 2019)
- L'Europe et la 5G : le cas Huawei (partie 2, mai 2019)
- L'Europe et la 5G : passons la cinquième ! (partie 1, mai 2019)
- Système de santé : soyez consultés ! (avril 2019)
- Travailleurs des plateformes : liberté oui, protection aussi (avril 2019)
- Action publique : pourquoi faire compliqué quand on peut faire simple (mars 2019)
- La France en morceaux : baromètre des Territoires 2019 (février 2019)
- Énergie solaire en Afrique : un avenir rayonnant ? (février 2019)
- IA et emploi en santé : quoi de neuf docteur ? (janvier 2019)
- Cybermenace : avis de tempête (novembre 2018)
- Partenariat franco-britannique de défense et de sécurité : améliorer notre coopération (novembre 2018)
- Sauver le droit d'asile (octobre 2018)
- Industrie du futur, prêts, partez ! (septembre 2018)
- La fabrique de l'islamisme (septembre 2018)
- Protection sociale : une mise à jour vitale (mars 2018)
- Innovation en santé : soignons nos talents (mars 2018)
- Travail en prison : préparer (vraiment) l'après (février 2018)
- ETI : taille intermédiaire, gros potentiel (janvier 2018)
- Réforme de la formation professionnelle : allons jusqu'au bout ! (janvier 2018)
- Espace : l'Europe contre-attaque ? (décembre 2017)
- Justice : faites entrer le numérique (novembre 2017)
- Apprentissage : les trois clés d'une véritable transformation (octobre 2017)
- Prêts pour l'Afrique d'aujourd'hui ? (septembre 2017)
- Nouveau monde arabe, nouvelle « politique arabe » pour la France (août 2017)
- Enseignement supérieur et numérique : connectez-vous ! (juin 2017)
- Syrie : en finir avec une guerre sans fin (juin 2017)
- Énergie : priorité au climat ! (juin 2017)
- Quelle place pour la voiture demain ? (mai 2017)
- Sécurité nationale : quels moyens pour quelles priorités ? (avril 2017)
- Tourisme en France : cliquez ici pour rafraîchir (mars 2017)
- L'Europe dont nous avons besoin (mars 2017)
- Dernière chance pour le paritarisme de gestion (mars 2017)
- L'impossible État actionnaire ? (janvier 2017)
- Un capital emploi formation pour tous (janvier 2017)
- Économie circulaire, réconcilier croissance et environnement (novembre 2016)
- Traité transatlantique : pourquoi persévérer (octobre 2016)

- Un islam français est possible (septembre 2016)
- Refonder la sécurité nationale (septembre 2016)
- Bremain ou Brexit : Europe, prépare ton avenir ! (juin 2016)
- Réanimer le système de santé - Propositions pour 2017 (juin 2016)
- Nucléaire : l'heure des choix (juin 2016)
- Un autre droit du travail est possible (mai 2016)
- Les primaires pour les Nuls (avril 2016)
- Le numérique pour réussir dès l'école primaire (mars 2016)
- Retraites : pour une réforme durable (février 2016)
- Décentralisation : sortons de la confusion / Repenser l'action publique dans les territoires (janvier 2016)
- Terreur dans l'Hexagone (décembre 2015)
- Climat et entreprises : de la mobilisation à l'action / Sept propositions pour préparer l'après-COP21 (novembre 2015)
- Discriminations religieuses à l'embauche : une réalité (octobre 2015)
- Pour en finir avec le chômage (septembre 2015)
- Sauver le dialogue social (septembre 2015)
- Politique du logement : faire sauter les verrous (juillet 2015)
- Faire du bien vieillir un projet de société (juin 2015)
- Dépense publique : le temps de l'action (mai 2015)
- Apprentissage : un vaccin contre le chômage des jeunes (mai 2015)
- Big Data et objets connectés. Faire de la France un champion de la révolution numérique (avril 2015)
- Université : pour une nouvelle ambition (avril 2015)
- Rallumer la télévision : 10 propositions pour faire rayonner l'audiovisuel français (février 2015)
- Marché du travail : la grande fracture (février 2015)
- Concilier efficacité économique et démocratie : l'exemple mutualiste (décembre 2014)
- Résidences Seniors : une alternative à développer (décembre 2014)
- Business schools : rester des champions dans la compétition internationale (novembre 2014)
- Prévention des maladies psychiatriques : pour en finir avec le retard français (octobre 2014)
- Temps de travail : mettre fin aux blocages (octobre 2014)
- Réforme de la formation professionnelle : entre avancées, occasions manquées et pari financier (septembre 2014)
- Dix ans de politiques de diversité : quel bilan ? (septembre 2014)
- Et la confiance, bordel ? (août 2014)
- Gaz de schiste : comment avancer (juillet 2014)
- Pour une véritable politique publique du renseignement (juillet 2014)

- Rester le leader mondial du tourisme, un enjeu vital pour la France (juin 2014)
- 1 151 milliards d'euros de dépenses publiques : quels résultats ? (février 2014)
- Comment renforcer l'Europe politique (janvier 2014)
- Améliorer l'équité et l'efficacité de l'assurance-chômage (décembre 2013)
- Santé : faire le pari de l'innovation (décembre 2013)
- Afrique-France : mettre en œuvre le co-développement  
Contribution au XXVI<sup>e</sup> sommet Afrique-France (décembre 2013)
- Chômage : inverser la courbe (octobre 2013)
- Mettre la fiscalité au service de la croissance (septembre 2013)
- Vive le long terme ! Les entreprises familiales au service de la croissance et de l'emploi (septembre 2013)
- Habitat : pour une transition énergétique ambitieuse (septembre 2013)
- Commerce extérieur : refuser le déclin  
Propositions pour renforcer notre présence dans les échanges internationaux (juillet 2013)
- Pour des logements sobres en consommation d'énergie (juillet 2013)
- 10 propositions pour refonder le patronat (juin 2013)
- Accès aux soins : en finir avec la fracture territoriale (mai 2013)
- Nouvelle réglementation européenne des agences de notation : quels bénéfices attendre ? (avril 2013)
- Remettre la formation professionnelle au service de l'emploi et de la compétitivité (mars 2013)
- Faire vivre la promesse laïque (mars 2013)
- Pour un « New Deal » numérique (février 2013)
- Intérêt général : que peut l'entreprise ? (janvier 2013)
- Redonner sens et efficacité à la dépense publique  
15 propositions pour 60 milliards d'économies (décembre 2012)
- Les juges et l'économie : une défiance française ? (décembre 2012)
- Restaurer la compétitivité de l'économie française (novembre 2012)
- Faire de la transition énergétique un levier de compétitivité (novembre 2012)
- Réformer la mise en examen Un impératif pour renforcer l'État de droit (novembre 2012)
- Transport de voyageurs : comment réformer un modèle à bout de souffle ? (novembre 2012)
- Comment concilier régulation financière et croissance :  
20 propositions (novembre 2012)
- Taxe professionnelle et finances locales : premier pas vers une réforme

- globale ? (septembre 2012)
- Remettre la notation financière à sa juste place (juillet 2012)
- Réformer par temps de crise (mai 2012)
- Insatisfaction au travail : sortir de l'exception française (avril 2012)
- Vademecum 2007 – 2012 : Objectif Croissance (mars 2012)
- Financement des entreprises : propositions pour la présidentielle (mars 2012)
- Une fiscalité au service de la « social compétitivité » (mars 2012)
- La France au miroir de l'Italie (février 2012)
- Pour des réseaux électriques intelligents (février 2012)
- Un CDI pour tous (novembre 2011)
- Repenser la politique familiale (octobre 2011)
- Formation professionnelle : pour en finir avec les réformes inabouties (octobre 2011)
- Banlieue de la République (septembre 2011)
- De la naissance à la croissance : comment développer nos PME (juin 2011)
- Reconstruire le dialogue social (juin 2011)
- Adapter la formation des ingénieurs à la mondialisation (février 2011)
- « Vous avez le droit de garder le silence... »  
Comment réformer la garde à vue (décembre 2010)
- Gone for Good? Partis pour de bon ?  
Les expatriés de l'enseignement supérieur français aux États-Unis (novembre 2010)
- 15 propositions pour l'emploi des jeunes et des seniors (septembre 2010)
- Afrique - France. Réinventer le co-développement (juin 2010)
- Vaincre l'échec à l'école primaire (avril 2010)
- Pour un Eurobond. Une stratégie coordonnée pour sortir de la crise (février 2010)
- Réforme des retraites : vers un big-bang ? (mai 2009)
- Mesurer la qualité des soins (février 2009)
- Ouvrir la politique à la diversité (janvier 2009)
- Engager le citoyen dans la vie associative (novembre 2008)
- Comment rendre la prison (enfin) utile (septembre 2008)
- Infrastructures de transport : lesquelles bâtir, comment les choisir ? (juillet 2008)
- HLM, parc privé  
Deux pistes pour que tous aient un toit (juin 2008)
- Comment communiquer la réforme (mai 2008)
- Après le Japon, la France...

- Faire du vieillissement un moteur de croissance (décembre 2007)
- Au nom de l'Islam... Quel dialogue avec les minorités musulmanes en Europe ? (septembre 2007)
- L'exemple inattendu des Vets  
Comment ressusciter un système public de santé (juin 2007)
- Vademecum 2007-2012  
Moderniser la France (mai 2007)
- Après Erasmus, Amicus  
Pour un service civique universel européen (avril 2007)
- Quelle politique de l'énergie pour l'Union européenne ? (mars 2007)
- Sortir de l'immobilité sociale à la française (novembre 2006)
- Avoir des leaders dans la compétition universitaire mondiale (octobre 2006)
- Comment sauver la presse quotidienne d'information (août 2006)
- Pourquoi nos PME ne grandissent pas (juillet 2006)
- Mondialisation : réconcilier la France avec la compétitivité (juin 2006)
- TVA, CSG, IR, cotisations...  
Comment financer la protection sociale (mai 2006)
- Pauvreté, exclusion : ce que peut faire l'entreprise (février 2006)
- Ouvrir les grandes écoles à la diversité (janvier 2006)
- Immobilier de l'État : quoi vendre, pourquoi, comment (décembre 2005)
- 15 pistes (parmi d'autres...) pour moderniser la sphère publique (novembre 2005)
- Ambition pour l'agriculture, libertés pour les agriculteurs (juillet 2005)
- Hôpital : le modèle invisible (juin 2005)
- Un Contrôleur général pour les Finances publiques (février 2005)
- Les oubliés de l'égalité des chances (janvier 2004 - Réédition septembre 2005)

Pour les publications antérieures se référer à notre site internet :

**[www.institutmontaigne.org](http://www.institutmontaigne.org)**

# INSTITUT MONTAIGNE



ABB FRANCE  
ACCURACY  
ADIT  
AIR FRANCE - KLM  
AIRBUS GROUP  
ALLEN & OVERY  
ALLIANZ  
ALVAREZ & MARSAI FRANCE  
ARCHERY STRATEGY CONSULTING  
ARCHIMED  
ARDIAN  
ASTRAZENECA  
A.T. KEARNEY  
AUGUST DEBOUZY  
AXA  
BAKER & MCKENZIE  
BANK OF AMERICA MERRILL LYNCH  
BEARINGPOINT  
BESSE  
BNI FRANCE ET BELGIQUE  
BNP PARIBAS  
BOLLORE  
BOUGARTCHEV MOYNE ASSOCIES  
BOLYGUES  
BPCE  
BRUNSWICK  
CAISSE DES DEPOTS  
CARGEMINI  
CAPITAL GROUP  
CARBONNIER LAMAZE RASLE & ASSOCIÉS  
CAREI  
CARREFOUR  
CASINO  
CHAÎNE THERMALE DU SOLEIL  
CHUBB  
CIS  
CISCO SYSTEMS FRANCE  
CMA GCM  
CNP ASSURANCES  
COHEN AMIR-ASLANI  
COMPAGNIE PLASTIC OMNIUM  
CONSEIL SUPERIEUR DU NOTARIAT  
CORREZE & ZAMBEZE  
CREDIT AGRICOLE  
CREDIT FONCIER DE FRANCE  
D'ANGELIN & CO. LTD  
DENTSU AEGIS NETWORK  
DE PARDIEU BROCAS MAFFEI  
DRIVE INNOVATION INSIGHTS - DII  
EDF  
EDHEC BUSINESS SCHOOL  
ELSAN  
ENGIE  
EQUANCY  
EURAZEO  
EUROGROUP CONSULTING  
EUROSTAR  
FIVES  
FONGIERE INEA  
FONDATION ROCHE  
GALILEO GLOBAL EDUCATION FRANCE  
GIDE LOYRETTE NOUËL  
GOOGLE  
GRAS SAVOYE  
GROUPAMA  
GROUPE EDMOND DE ROTHSCHILD  
GROUPE M6  
GROUPE ORANGE  
HAMEUR ET CIE  
HENNER  
HSBC FRANCE  
IBM FRANCE  
FPASS  
ING BANK FRANCE  
INSEEC  
INTERNATIONAL SOS  
IONIS EDUCATION GROUP  
ISRP  
JEANTET ASSOCIÉS  
KANTAR  
KPMG S.A.  
LA BANQUE POSTALE  
LA PARISIENNE ASSURANCES  
LAZARD FRERES

SOUTIENNENT L'INSTITUT MONTAIGNE



# INSTITUT MONTAIGNE



LINEDATA SERVICES  
LIR  
LIVANOVA  
L'OREAL  
LOXAM  
LVMH - MOËT-HENNESSY - LOUIS VUITTON  
MACSF  
MALAKOFF MÈDÉRIC  
MAREMMA  
MAZARS  
MCKINSEY & COMPANY FRANCE  
MEDIA-PARTICIPATIONS  
MEDIOBANCA  
MERCER  
MERIDIAM  
MICHELIN  
MICROSOFT FRANCE  
MITSUBISHI FRANCE  
NEHS  
NATIXIS  
NESTLÉ  
OBEA  
ODDO BHF  
ONDRA PARTNERS  
OPTIGESTION  
ORANO  
ORTEC GROUP  
PAI PARTNERS  
PIERRE ET VACANCES  
PRICEWATERHOUSECOOPERS  
PRUDENTIAL CAPITAL  
RADIALL  
RAISE  
RAMSAY GÉNÉRALE DE SANTÉ  
RANDSTAD  
RATP  
RELX GROUP  
RENAULT  
REXEL  
RICOL, LASTEYRIE, CORPORATE FINANCE  
RIVOLIER  
ROCHE  
ROLAND BERGER  
ROTHSCHILD MARTIN MAREUL  
SAFRAN  
SANTECLAIR  
SCHNEIDER ELECTRIC  
SERVIER  
SGS  
SIA PARTNERS  
SIACI SAINT HONORÉ  
SIEMENS  
SIER CONSTRUCTEUR  
SNCF  
SNCF RESEAU  
SODEXO  
SOFINORD-ARMONIA  
SOLVAY  
SPRINKLR  
SUEZ  
SYSTEMIS  
TECNET PARTICIPATIONS SARL  
TEREGA  
THE BOSTON CONSULTING GROUP  
TILDER  
TOTAL  
UBER  
UBS FRANCE  
VEOLIA  
VINCI  
VIVENDI  
VOYAGEURS DU MONDE  
WAVESTONE  
WENDEL  
WILLIS TOWERS WATSON  
WORDAPPEAL

SOUTIENNENT L'INSTITUT MONTAIGNE

**Imprimé en France**  
**Dépôt légal : juin 2019**  
**ISSN : 1771-6756**  
**Achévé d'imprimer en juin 2019**

# INSTITUT MONTAIGNE



## COMITÉ DIRECTEUR

### PRÉSIDENT

**Henri de Castries**

### VICE-PRÉSIDENTS

**David Azéma** Associé, Perella Weinberg Partners

**Jean-Dominique Senard** Président, Renault

**Emmanuelle Barbara** *Senior Partner*, August Debouzy

**Marguerite Bérard-Andrieu** Directeur du pôle banque de détail en France, BNP Paribas

**Jean-Pierre Clamadieu** Président du Comité exécutif, Solvay

**Olivier Duhamel** Président, FNSP (Sciences Po)

**Marwan Lahoud** Associé, Tikehau Capital

**Fleur Pellerin** Fondatrice et CEO, Korelya Capital, ancienne ministre

**Natalie Rastoin** Directrice générale, Ogilvy France

**René Ricol** Associé fondateur, Ricol Lasteyrie Corporate Finance

**Arnaud Vaissié** Co-fondateur et Président-directeur général, International SOS

**Florence Verzelen** Directrice générale adjointe, Dassault Systèmes

**Philippe Wahl** Président-directeur général, Groupe La Poste

### PRÉSIDENT D'HONNEUR

**Claude Bébéar**, Fondateur et Président d'honneur, AXA

# INSTITUT MONTAIGNE



IL N'EST DÉSIR PLUS NATUREL QUE LE DÉSIR DE CONNAISSANCE

## Pour réussir la transition énergétique

Comment réussir la transition énergétique ? Celle-ci est un véritable défi démocratique, tant les moyens pour y aboutir devront être novateurs et adaptés aux réalités sociales, économiques et géographiques diverses des Français. Trois principaux leviers peuvent être utilisés : efficacité énergétique, décarbonation des moyens de production et de consommation d'énergie, et réduction des émissions par l'utilisation de technologies moins émissives.

Le rapport de l'Institut Montaigne s'appuie sur la Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE) 2019-2023, exercice de planification quinquennale de la stratégie énergétique de l'État, pour en faire une lecture à la fois critique et pédagogique. Quels en sont les principaux messages ? Y a-t-il des angles morts ? Les moyens mis en œuvre sont-ils à la hauteur des objectifs fixés ?

Dans un contexte social marqué par des enjeux d'acceptabilité de certaines politiques de transition énergétique, neuf recommandations sont ainsi formulées pour une stratégie à la fois cohérente, ambitieuse et ancrée dans une vision européenne.

Rejoignez-nous sur :



Suivez chaque semaine  
notre actualité en vous abonnant  
à notre newsletter sur :  
[www.institutmontaigne.org](http://www.institutmontaigne.org)

Institut Montaigne  
59, rue La Boétie - 75008 Paris  
Tél. +33 (0)1 53 89 05 60 – [www.institutmontaigne.org](http://www.institutmontaigne.org)

10 €  
ISSN 1771-6764  
Juin 2019