

N° xxx

# ASSEMBLÉE NATIONALE

CONSTITUTION DU 4 OCTOBRE 1958

QUINZIÈME LÉGISLATURE

---

---

Enregistré à la Présidence de l'Assemblée nationale le xxx 2019.

## RAPPORT D'INFORMATION

DÉPOSÉ

*en application de l'article 145 du Règlement*

PAR LA MISSION D'INFORMATION <sup>(1)</sup>

**sur les freins à la transition énergétique,**

ET PRÉSENTÉ PAR

M. JULIEN DIVE, Président,

ET

M. BRUNO DUVERGÉ, Rapporteur,

Députés.

---

**TOME I**

---

(1) La composition de cette mission figure au verso de la présente page.

*La mission d'information sur les freins à la transition énergétique est composée de :*  
M. Julien Dive, *président* ; Mmes Marie-Noëlle Battistel, Anne-France Brunet, M. Adrien Morenas, *vice-présidents* ; M. Bruno Duvergé, *rapporteur*, M. Thierry Michels, Mmes Mathilde Panot, Véronique Riotton, M. Hubert Wulfranc, *secrétaires* ; M. Éric Alauzet, Mme Nathalie Bassire, M. Philippe Bolo, MM. Christophe Bouillon, Guy Bricout, Stéphane Buchou, Michel Castellani, Mme Anne-Laure Cattelot, MM. Anthony Cellier, Jean-Charles Colas-Roy, Mme Jennifer De Temmerman, MM. Vincent Descoeur, Jean-Luc Fugit, Christophe Jerretie, Mmes Célia de Lavergne, Marjolaine Meynier-Millefert, Maina Sage, Nathalie Sarles, Huguette Tiegna, *membres*.

---

PROJET

## SOMMAIRE

	Pages
<b>SYNTHÈSE DES PROPOSITIONS</b> .....	7
<b>INTRODUCTION</b> .....	19
<b>PREMIÈRE PARTIE</b> .....	23
<b>I. QUEL PAYSAGE ÉNERGÉTIQUE DEMAIN ? RÉPONDRE AUX BESOINS DE PLANIFICATION</b> .....	23
<b>A. IL EXISTE DE TRÈS NOMBREUX DOCUMENTS DE PLANIFICATION</b> ....	23
1. Il existe de nombreux outils de planification à toutes les échelles (mondiale, européenne, nationale et locale).....	23
a. L'Accord de Paris .....	23
b. Le cadre européen.....	24
i. La réforme du marché carbone .....	25
ii. Le paquet <i>Une énergie propre pour tous les Européens</i> est adopté .....	26
c. À l'échelle nationale, la planification repose sur la stratégie nationale bas-carbone (SNBC) et la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE).....	29
d. À l'échelle territoriale.....	35
2. Le suivi des différents outils n'est pas aisé.....	37
<b>B. IL EXISTE DE NOMBREUX SCÉNARIOS RÉALISÉS PAR DES INSTITUTIONNELS, DES ASSOCIATIONS, DES ONG ET DES SCIENTIFIQUES</b> .....	38
<b>II. NOTRE MIX DE PRODUCTION DOIT RELEVER D'UNE DÉMARCHE AMBITIEUSE ET CONCERTÉE</b> .....	39
<b>A. DIVERSIFIER NOTRE MIX DE PRODUCTION</b> .....	40
<b>B. QUANTIFIER ET PLANIFIER</b> .....	46
1. Mieux quantifier les gisements disponibles.....	46
2. S'appuyer sur la planification territoriale .....	50
3. Réfléchir aux meilleurs usages pour chaque énergie.....	53
a. La nécessaire articulation des usages.....	54

b. La concurrence entre les usages : l'exemple de la biomasse et du biogaz.....	56
<b>C. LEVER LES FREINS AU DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES RENEUVELABLES.....</b>	<b>59</b>
1. La politique française de soutien aux énergies renouvelables.....	60
a. Une diversité de dispositifs de soutien.....	60
<b>i. les dispositifs de soutien à l'offre des filières</b> .....	60
<b>ii. les subventions d'exploitation au travers d'obligations d'achat et de mécanismes de compensation</b> (EnR électriques et biogaz).....	60
<b>iii. les subventions à l'investissement</b> (EnR thermiques).....	62
<b>iv. Les dispositifs fiscaux</b> et plus particulièrement le crédit d'impôt pour la transition énergétique (CITE).....	63
b. L'ampleur du soutien à apporter aux énergies renouvelables.....	63
c. Un dispositif de soutien contesté.....	64
2. Des freins encore importants et spécifiques à chaque filière.....	64
a. L'éolien terrestre.....	64
<b>i. Les principaux freins</b> .....	67
<b>ii. Les principales préconisations</b> .....	69
b. L'éolien en mer.....	70
<b>i. Les principaux freins</b> .....	72
ii. Les principales préconisations.....	74
c. L'hydroélectricité.....	75
Les principaux freins identifiés sont les suivants :.....	76
d. Le photovoltaïque.....	78
e. Le solaire thermique.....	81
f. Les pompes à chaleur.....	82
g. La géothermie.....	83
h. La biomasse solide et les déchets urbains renouvelables.....	84
i. Le biogaz et le biométhane.....	87
j. Les biocarburants.....	91
3. Une complémentarité essentielle entre les réseaux d'énergie.....	94
<b>D. PERMETTRE À L'HYDROGÈNE DE JOUER PLEINEMENT SON RÔLE DANS LA TRANSITION.....</b>	<b>97</b>
a. Le vecteur hydrogène apporte de nouvelles solutions.....	97
b. L'hydrogène permet de produire des carburants de synthèse.....	99
c. Il est essentiel de ne pas rater le virage des technologies de piles à combustible.....	100
d. Le développement de l'hydrogène peut être davantage encouragé.....	101
<b>III. LE MIX DE CONSOMMATION DOIT ÊTRE PRÉCISÉMENT ÉLABORÉ.....</b>	<b>102</b>

<b>A. LEVER LES FREINS AUX ÉCONOMIES D'ÉNERGIE DANS LE SECTEUR DES BÂTIMENTS RÉSIDENTIELS ET TERTIAIRES .....</b>	<b>102</b>
1. Plusieurs textes européens, récemment renforcés, sont en vigueur dans le secteur du bâtiment .....	102
2. Les ambitions de la planification nationale paraissent difficiles à atteindre .....	104
a. L'objectif de parvenir rapidement à des résultats significatifs .....	104
b. Des opérations de rénovation sont bien menées dans le secteur résidentiel mais leurs effets sont insuffisants. ....	106
3. Un meilleur suivi doit être organisé.....	107
4. Des outils perfectibles et complexes.....	108
5. Mieux conseiller les particuliers .....	116
6. Le chauffage.....	119
7. l'État exemplaire ? .....	120
<b>B. LEVER LES FREINS À UNE MOBILITÉ DURABLE.....</b>	<b>122</b>
1. Le véhicule particulier .....	125
a. Le véhicule électrique (batteries), incontournable pour certains usages.....	126
b. Le véhicule à hydrogène (piles à combustible) .....	128
c. Le véhicule roulant au GPL, GNV ou bio-GNV .....	129
d. Les véhicules roulant aux biocarburants.....	129
2. Le transport routier de marchandises .....	132
3. Relancer le fret ferroviaire.....	135
4. Le transport de marchandises par la voie fluviale .....	138
5. Le transport maritime international prend des premières mesures contraignantes en 2018.....	139
6. Le vent est-il en train de tourner pour le transport aérien international ?.....	144
a. Un acteur incontournable de la transition énergétique qui ne s'engage pas résolument sur des mesures contraignantes .....	144
b. Une prise de conscience accélérée des gouvernements, poussés par l'opinion publique.....	146
<b>C. L'INDUSTRIE .....</b>	<b>148</b>
1. L'industrie a baissé fortement sa consommation d'énergie mais il reste des gisements d'efficacité énergétique importants.....	148
a. Des gisements d'efficacité énergétique encore importants .....	148
b. Lever les freins aux économies d'énergie dans l'industrie .....	150
2. L'industrie doit pouvoir effectuer d'importantes substitutions d'énergie .....	151
a. Le recours aux énergies fossiles les plus polluantes doit continuer à baisser .....	151
b. La compétitivité de notre secteur industriel ne doit pas pour autant être obérée ..	152
c. Les grands groupes industriels, notamment du monde de l'énergie, ont un rôle crucial à jouer .....	153

D. LA FISCALITÉ DOIT ÊTRE UN LEVIER POUR DÉCARBONER NOTRE MODÈLE ÉCONOMIQUE ET ÊTRE RÉORIENTÉE POUR SORTIR, À TERME, D'UNE FISCALITÉ AXÉE SUR LE PÉTROLE.....	153
1. Le manque de lisibilité de la fiscalité freine la transition énergétique .....	154
2. Reprendre le rééquilibrage de la fiscalité dans le domaine des transports .....	157
<b>IV. ORGANISER CETTE TRANSITION : IMPLIQUER ET UNIR TOUS LES ACTEURS, DU PARTICULIER À L'ÉTAT, ET S'APPUYER SUR LES SUCCÈS DES COLLECTIVITÉS TERRITORIALES .....</b>	<b>162</b>
<b>A. IMPLIQUER DAVANTAGE LES CITOYENS .....</b>	<b>162</b>
1. L'information du citoyen .....	163
2. La consultation des citoyens .....	164
3. La participation des citoyens .....	165
a. Le financement participatif .....	165
b. L'autoconsommation .....	166
c. La gestion active de la demande .....	167
4. L'accompagnement des citoyens .....	168
<b>B. S'APPUYER SUR LES SUCCÈS DES COLLECTIVITÉS TERRITORIALES.....</b>	<b>169</b>
<b>A. RENFORCER LE RÔLE DU PARLEMENT.....</b>	<b>173</b>
a. Lui permettre de fixer les grandes orientations .....	173
b. Lui permettre d'être en mesure de mieux évaluer la politique énergétique nationale.....	174
<b>CONCLUSION.....</b>	<b>175</b>
<b>ANNEXE N° 1 : LISTE DES PERSONNES AUDITIONNÉES .....</b>	<b>177</b>
<b>DÉPLACEMENTS DE LA MISSION.....</b>	<b>193</b>

## **SYNTHÈSE DES PROPOSITIONS**

### **Proposition n° 1 : Mieux articuler les planifications européennes, nationales et territoriales**

- Assurer la stabilité de la vision des politiques publiques selon une logique de long terme tournée vers la sobriété et l'efficacité ;
- Assurer une planification plus opérationnelle des objectifs et des moyens de les atteindre ;
- Diffuser et vulgariser les éléments clés de la planification auprès d'un large public ;
- Mieux analyser, dans la planification nationale en particulier, les enjeux européens ;
- Articuler les documents de planification et leurs leviers d'action, notamment budgétaires et fiscaux ;
- Mieux articuler les SRADDET avec les objectifs nationaux et anticiper dès leur élaboration la nécessité d'atteindre, à travers l'ensemble des SRADDET, les ambitions fixées au niveau national ;
- Accélérer l'élaboration des PCAET et prévoir un dispositif d'articulation des PCAET avec les SRADDET et la PPE ;
- Compte tenu de l'expérience de l'évaluation des SRCAE, s'assurer dès à présent de disposer des outils de mesure, d'analyse et de rapportage partagés des résultats territoriaux, dans un cadre harmonisé et sur la base de relevés réguliers ;
- Valider régulièrement l'atteinte d'objectifs intermédiaires, nationaux mais également territoriaux ;
- Améliorer la prise en compte, par la PPE, des documents de planification territoriaux.

### **Proposition n° 2 : Assurer le financement nécessaire au déploiement du plan hydrogène**

- Relever les financements au niveau annoncé afin de garantir la visibilité essentielle à la filière et aux chercheurs et pérenniser ce soutien financier sur les cinq prochaines années.

### **Proposition n° 3 : Donner de la visibilité aux principaux scénarios de la transition énergétique**

**Proposition n° 4 : Donner davantage de moyens humains à l'Ademe**

- Augmenter les effectifs de l'Ademe.

**Proposition n° 5 : Mieux quantifier les gisements d'énergies renouvelables disponibles**

– Les estimations doivent être moins disparates et mieux coordonnées, accompagnées de documents synthétiques à destination des élus pour éclairer les choix politiques ;

– Estimer, dans la PPE, en plus du potentiel technique, le potentiel réel de chaque énergie ;

– Pour chaque énergie, estimer le potentiel de production par région ;

– Accélérer l'élaboration et assurer la coordination nationale des schémas régionaux biomasse ;

– Expliciter, en annexe de la PPE, les hypothèses retenues pour le calcul des potentiels de gisements ;

– Réévaluer le gisement de biomasse dans une perspective de neutralité carbone et mieux expliciter les hypothèses retenues.

**Proposition n° 6 : Mieux planifier le *mix* de production au niveau territorial**

– Valoriser davantage le potentiel d'énergies renouvelables dans les documents d'urbanisme ;

– Évaluer l'opportunité de rendre concomitants les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR) et les SRADDET ;

– Inciter toutes les régions à adopter leur propre plan de développement de l'hydrogène.

**Proposition n° 7 : Mieux articuler les différents niveaux de planification pour les EnR**

– Consulter les parties prenantes sur l'opportunité de fixer, dans la PPE, des objectifs de production d'énergies renouvelables par région ;

– Régionaliser une partie des appels d'offres, à budget constant.

**Proposition n° 8 : Généraliser les cartographies de flux d'énergies et de matières pour une « industrie circulaire »**

– Inciter les collectivités à élaborer une cartographie des flux d'énergie et de matières.

**Proposition n° 9 : Mieux maîtriser l'articulation des usages d'une même source d'énergie**

– S'interroger davantage, dans les documents de planification, sur l'articulation des usages possibles d'une même source d'énergie. Par exemple, le développement d'un vecteur gaz décarboné suppose une réaffectation radicale du rôle du gaz dans la structure d'énergie finale, aujourd'hui dominé par les usages thermiques, résidentiel et tertiaire.

**Proposition n° 10 : Intégrer davantage les enjeux environnementaux et de faisabilité (impact paysager, co-visibilité) et anticiper les problématiques liées aux conflits d'usages (circulation aérienne, radars météorologiques et d'aviation) dans la planification territoriale des projets éoliens**

– Améliorer la planification territoriale des projets éoliens afin d'éviter le mitage du territoire ou, *a contrario*, la densification excessive de parcs ;

– Mettre en place un réseau de conseillers éoliens afin d'aider les collectivités territoriales à mieux intégrer les projets éoliens dans leurs dynamiques territoriales ;

– Promouvoir encore davantage les systèmes qui réduisent les effets sonores et visuels des éoliennes, comme le balisage circonstancié ;

– Réaliser des études pour connaître l'impact de l'augmentation de la distance aux habitations sur la taille du gisement éolien.

**Proposition n° 11 : Soutenir davantage l'éolien flottant et améliorer l'acceptabilité sociale de l'éolien posé**

– Revoir à la hausse les objectifs de développement de l'éolien posé et de l'éolien flottant dans le projet de PPE ;

– Évaluer le coût de la mise en place d'une approche de gré à gré pour les projets d'éolien flottant ;

– Mettre en place un bonus participatif dans les appels d'offres portant sur l'éolien en mer.

**Proposition n° 12 : Conférer à l'hydroélectricité un rôle de premier plan dans la transition énergétique**

– S'opposer à l'ouverture à la concurrence des concessions hydroélectriques ;

– Revaloriser l'avis scientifique fondé sur une expertise neutre et revoir l'ensemble des classements à de cours d'eaux à la lumière d'une expertise contradictoire et intégrant les connaissances les plus récentes ;

– Mieux prendre en compte l'hydraulique et l'hydroélectricité dans les projets de recherche, notamment au niveau européen ;

– Mettre en place un dispositif permettant la rémunération, à leur juste valeur, des services rendus au système électrique par les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) ;

– Examiner l'opportunité d'élargir le champ des modifications sur les aménagements existants donnant lieu à une simple modification de l'autorisation environnementale (pour les installations autorisées).

**Proposition n° 13 : Favoriser les projets photovoltaïques, notamment dans le Nord de la France**

– Assurer une visibilité suffisante à la filière au-delà de juin 2019 ;

– Établir une doctrine commune pour l'ensemble des services instructeurs ;

– Réfléchir à l'opportunité de régionaliser les appels d'offres, à budget constant ;

– Modifier les critères des appels d'offres en mettant davantage en avant celui de la pertinence environnementale, notamment le caractère dégradé des sols sur lesquels sont installées les centrales ;

– Prendre en compte les conditions d'extraction des différents matériaux composant les modules dans la notation environnementale des appels d'offres ;

– Abaisser le seuil des appels d'offres à 100 kW pour favoriser les petits projets, notamment dans le monde agricole.

**Proposition n° 14 : Mettre fin au ralentissement de la filière solaire thermique**

– Communiquer davantage sur les atouts du solaire thermique ;

– Mettre rapidement en place les mesures du plan « Place au soleil ».

**Proposition n° 15 : Développer massivement les pompes à chaleur dont le coefficient de performance est le plus important**

- Accroître les soutiens aux PAC géothermiques et pérenniser les soutiens aux PAC air/eau dont les COP sont relativement élevés ;
- Mettre en place une nouvelle réglementation thermique qui soit à même d’avoir un véritable impact sur le développement de la filière.

**Proposition n° 16 : Mieux valoriser la géothermie profonde**

**Proposition n° 17 : Mieux soutenir les projets de chaleur renouvelable, notamment ceux portant sur les combustibles solides de récupération**

- Améliorer la valorisation de la chaleur fatale des unités de traitement des déchets ménagers ;
- Reconduire l’appel à projets sur les combustibles solides de récupération de l’Ademe.

**Proposition n° 18 : Revoir les ambitions à la hausse en matière de méthanisation**

- Confirmer la cible de biogaz injecté (8 TWh par an en 2023) contenue dans la précédente PPE ;
- Prévoir une plus grande progressivité dans la baisse des coûts de la filière ;
- Ne pas fixer un seuil trop bas pour les appels d’offres : les projets de petite taille ont besoin de visibilité, avec un guichet unique ;
- Examiner l’opportunité d’annualiser le calcul de la capacité maximale de production de biométhane ;
- Mettre en place un « marché d’intrants de la biomasse » grâce à des plateformes digitales au niveau régional ou départemental.

**Proposition n° 19 : Permettre aux réseaux de jouer pleinement leur rôle dans la transition énergétique**

- Modifier la réglementation pour permettre aux producteurs de se raccorder plus rapidement au réseau, quitte à ce que le raccordement soit sous-dimensionné ;
- Élargir, à terme, les aides du FACÉ au soutien à la transition énergétique en milieu rural ;

– Soutenir le développement des réseaux de chaleur en imposant le raccordement des bâtiments publics de l'État aux réseaux de chaleur vertueux, lorsqu'il en existe à proximité.

**Proposition n° 20 : Permettre à l'hydrogène de jouer pleinement son rôle dans la transition énergétique**

– Permettre le financement d'un nombre limité de projets de production et de stockage de méthane de synthèse par des appels d'offres avec complément de rémunération ;

– Traiter le sujet « hydrogène » de manière transversale au sein du Conseil national de l'industrie ;

– Définir l'hydrogène bas carbone et l'hydrogène renouvelable dans le code de l'énergie et examiner l'opportunité de mettre en place un soutien public par appel d'offres concurrentiel ;

– Mettre en place un grand plan pluriannuel pour l'hydrogène en matière de recherche, via l'Agence nationale de la recherche (ANR).

**Proposition n° 21 : Mieux définir et accompagner les rénovations de logements**

– Disposer d'un outil de suivi partagé des rénovations et de leur qualité énergétique. Le rendre accessible aux acteurs impliqués (l'Etat, les collectivités territoriales, les professionnels du bâtiment, les particuliers) ;

– Valider régulièrement l'atteinte d'objectifs intermédiaires, annuels ou bisannuels ;

– Mieux former les architectes et préciser leur rôle de conseil en matière de transition énergétique ;

– Harmoniser et clarifier la mise en œuvre du service public de la performance énergétique de l'habitat (SPPEH), clarifier le financement de ce service public à un niveau conforme à son ambition ;

– Diffuser davantage l'information aux ménages, non seulement sur les aides qu'ils peuvent percevoir, mais également sur les bonnes pratiques, les résultats à attendre et les pièges à éviter ;

– Clarifier dès à présent la réforme qui permettra la transformation du CITE en prime en 2020, l'incertitude étant préjudiciable aux investissements ;

– Aider plus spécifiquement les pompes à chaleur géothermiques.

**Proposition n° 22 : Engager résolument la transition dans le secteur tertiaire**

– Mettre en œuvre rapidement les obligations s’imposant à l’État et aux collectivités territoriales s’agissant de l’efficacité énergétique du parc tertiaire.

**Proposition n° 23 : Développer les véhicules particuliers à faibles émissions**

– Préparer le recyclage et la seconde vie des batteries en définissant dès à présent des critères exigeants, par exemple en termes de performance du recyclage ;

– Développer les services au système électrique rendus par les véhicules électriques et encourager les constructeurs à produire davantage de véhicules *flex fuel* ;

– Soutenir l’industrialisation de solutions de production de bio-GPL à partir de biomasse ;

– Instaurer une prime pour les personnes qui ne changeraient pas de voiture, mais installeraient un boîtier E85 ;

– Développer les carburants de synthèse.

**Proposition n° 24 : Mieux maîtriser la trajectoire du transport routier de marchandises**

– Assurer, en concertation avec les professionnels du secteur, le caractère réaliste des hypothèses relatives aux motorisations alternatives en 2050 ;

– Organiser le travail en commun des transporteurs routier, ferroviaire et fluviaux pour un essor rapide du mode combiné

**Proposition n° 25 : Donner toute sa place au fret ferroviaire**

– Mener une politique d’investissement volontariste pour remettre à niveau les voies de service ;

– Anticiper systématiquement le développement du fret ferroviaire dans la planification des aménagements urbains et les grands projets ;

– Accélérer l’électrification du rail ;

– développer la multimodalité des équipements et des infrastructures, en particulier dans les ports.

**Proposition n° 26 : Appuyer la transition énergétique du transport maritime de marchandises**

- S’assurer que la teneur en soufre des carburants utilisés soit bien conforme à la réglementation et n’excède pas 0,50 % d’ici au 1<sup>er</sup> janvier 2020 ;
- S’assurer du respect de la réglementation applicable au rapportage des mesures des émissions de CO<sub>2</sub> dans le cadre du règlement (UE) n° 2015/757 du 29 avril 2015, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2019 ;
- Mettre en œuvre, à court terme, la limitation de la vitesse autorisée, qui impacte directement la consommation des navires ;
- Poursuivre résolument les travaux menés dans le cadre de l’OMI pour la taxation du fioul lourd ;
- Poursuivre, en concertation avec les acteurs du secteur, une politique volontariste de développement de carburants alternatifs, par l’implantation de stations d’avitaillement ;
- Accentuer l’appui à la filière hydrogène dans le maritime, dans le cadre d’une vision de court et moyen termes.

**Proposition n° 27 : Accélérer la transition énergétique du transport aérien international**

- Porter une attention soutenue aux enjeux liés à la ressource de biomasse dans le cadre du transport aérien ;
- Évaluer précisément et régulièrement la mise en œuvre de l’accord Corsia, en particulier s’agissant des actions de compensation qui seraient menées et pourraient avoir des effets néfastes sur la biodiversité et l’agriculture locale ;
- Engager des actions en vue de rationaliser l’usage de l’avion et promouvoir la sobriété de la demande de transport ;
- Appuyer la mise en œuvre, au niveau européen, d’une fiscalité sur le kérosène.

**Proposition n° 28 : Soutenir les efforts d’efficacité énergétique dans l’industrie**

- Élaborer des feuilles de route industrielles bas-carbone par filière dans le cadre du comité national de l’industrie (CNI) ;
- Mettre à plat l’ensemble des exonérations fiscales sur l’énergie pour les industriels et réduire certaines niches fiscales ;

– Conditionner l’octroi de l’exonération du tarif d’utilisation des réseaux publics d’électricité (TURPE) à l’engagement de l’industriel dans un plan de performance énergétique ;

– Mettre en place un dispositif de sur-amortissement pour l’acquisition de matériels destinés à économiser l’énergie.

**Proposition n° 29 : Prendre davantage en compte l’empreinte carbone de la France dans l’élaboration des politiques publiques, notamment industrielles**

**Proposition n° 30 : Assurer la lisibilité de la fiscalité applicable en matière de transition énergétique**

– Assurer la stabilité des dispositifs fiscaux ;

– Anticiper la réorientation de notre fiscalité dans le cadre de la décarbonation de nos activités.

**Proposition n° 31 : Poursuivre le rééquilibrage de la fiscalité des transports**

– Reprendre la trajectoire de la taxe carbone avec des mesures d’accompagnement adaptées ;

– Alourdir parallèlement la fiscalité pesant sur le fioul lourd et le kérosène.

**Proposition n° 32 : Encourager le financement participatif**

– Introduire davantage de progressivité dans le bonus et le malus participatif des appels d’offres de la CRE ;

– Privilégier une approche intégrant les collectivités, les développeurs et les citoyens, en amont, dès les premières phases de réflexion.

**Proposition n° 33 : Lever les freins au développement de l’autoconsommation**

– Davantage réfléchir à l’optimisation du couplage entre la production d’énergie et son usage ;

– Mener à bien le travail de simplification engagé par les gestionnaires de réseaux ;

– Préserver la péréquation tarifaire.

**Proposition n° 34 : Promouvoir une gestion active de la demande**

– Encourager les fournisseurs à mettre en place des offres incitant à la flexibilité, en s'appuyant sur les potentialités nouvelles offertes par les compteurs communicants.

**Proposition n° 35 : Accompagner davantage les citoyens dans la transition énergétique**

– Diffuser les scénarios d'avenir ainsi que les connaissances relatives à l'énergie et rendre accessible une vision du futur dans laquelle les citoyens peuvent se projeter ;

– Éduquer les enfants au développement durable et à la transition énergétique ;

– Élaborer un plan de programmation des emplois et des compétences qui soit suffisamment ambitieux ; réfléchir, à la prochaine grande agence France Compétence, à un critère distinctif et lisible qui serait apposé à toute formation utile à la transition énergétique ;

– Mieux prendre en compte la situation des locataires en situation de précarité énergétique dans les plans de rénovation des bâtiments.

**Proposition n° 36 : Poursuivre la dynamique des contrats de transition écologique**

– Évaluer la mise en œuvre des premiers contrats de transition écologique, afin d'en tirer un retour d'expérience profitable pour les contrats à venir ;

– Valoriser la transition énergétique auprès des territoires comme un levier d'attractivité et de développement économique.

**Proposition n° 37 : Promouvoir les projets territoriaux au-delà des seuls projets labellisés**

– Accroître la communication autour des succès des collectivités, précurseurs d'un futur dans lequel se projeter.

**Proposition n° 38 : Assurer la prise en compte des retours d'expérience des collectivités territoriales qui ont mis en œuvre leur transition**

**Proposition n° 39 : Renforcer le rôle du Parlement**

– Permettre au Parlement de voter sur les principaux éléments de programmation contenus dans la PPE ;

– Permettre au Parlement d’être en mesure de disposer, au moment du vote de la loi de finances, d’un document budgétaire retraçant précisément la dynamique d’évolution des charges du fait des engagements passés ou nouveaux en matière d’EnR ;

– Inscrire dans les missions du Haut Conseil pour le climat la remise d’un rapport au Parlement ; le Gouvernement devrait, à l’instar de ce qui se passe en Grande-Bretagne, rendre compte devant le Parlement du suivi des recommandations et de l’évaluation réalisée par ce Haut Conseil.

PROJET



## INTRODUCTION

Les défis posés à nos sociétés par les enjeux des changements climatiques sont inédits et sont appelés à affecter, dans un avenir proche, toutes les composantes de nos vies. La transition énergétique pour permettre de contenir l'élévation des températures à un niveau tolérable est impérative, tous s'accordent sur ce point. Une transition peut se définir par trois éléments : pourquoi changer ? Pour quoi changer et où allons-nous ? Et comment nous y rendre ?

La transition énergétique fait l'objet de nombreux travaux, du niveau mondial jusqu'à l'échelle territoriale, des planifications sont définies et des scénarios conceptualisés. Toutefois, force est de constater que nombre des finalités de cette transition peinent toujours à « embarquer » l'ensemble des sociétés. Or, l'urgence est bien là, le décrochage par rapport aux objectifs que nous nous sommes fixé demeure bien tangible (+7 % d'émissions de GES globales par rapport à l'objectif 2017).

Votre rapporteur a souhaité centrer les travaux de la présente mission d'information, décidée par la Conférence des présidents le 19 juin 2018, non seulement sur l'identification des très nombreux freins à la transition énergétique mais surtout sur les moyens de les lever.

Pourquoi changer, la réponse apparaît clairement au regard de l'accumulation des preuves des changements climatiques. La mesure de nos émissions doit nous pousser à agir. La France ne respecte pas son premier budget carbone et l'on sait que plus le plafond des émissions tarde à être atteint, plus les mesures de réduction devront être décisives, pour ne pas dire brutales.

L'Accord de Paris a marqué un tournant qui tarde à être concrétisé. Les engagements nationaux déposés par les États parties nous acheminent, à ce jour, vers une augmentation de la température de l'ordre de 3 °C, alors que l'Accord de Paris se fixe comme objectif, en son article 2 de contenir « *l'élévation de la température moyenne de la planète nettement en dessous de 2 °C par rapport aux niveaux préindustriels* » et de poursuivre l'action pour limiter cette élévation à 1,5 °C.

Le niveau actuel du réchauffement a déjà atteint 0,85 °C. Les parties doivent parvenir au plafonnement de leurs émissions de gaz à effet de serre dans les meilleurs délais (article 4) et l'objectif est posé de parvenir à un équilibre, dans la seconde moitié du siècle, entre les émissions de gaz à effet de serre par les différentes sources et leur absorption par les puits de gaz à effet de serre : l'objectif est la neutralité carbone.

L'ambition française a été récemment renforcée par le plan climat présenté le 6 juillet 2017 qui définit un objectif de neutralité carbone en 2050. Cette

décarbonation est guidée par un impératif environnemental ainsi que par la nécessité d'accroître notre indépendance énergétique.

Pour quoi changer ? Quels seront nos *mix* de production et de consommation demain ? Ces questions demeurent aujourd'hui difficiles à analyser, c'était tout l'enjeu de la présente mission d'information. Quant à définir les moyens concrets de la transition, beaucoup reste à faire.

Votre rapporteur a acquis la conviction que les questions énergétiques ne doivent pas rester affaires de spécialistes, cantonnés aux scientifiques, mais doivent être rapidement appropriées par les citoyens. La transition énergétique dans laquelle nous nous sommes engagés va, en trente ans, en une génération, totalement changer nos modes de vie, notre habitat et la façon de nous chauffer, celle de nous déplacer ainsi que nos méthodes de travail. Pour réussir une telle révolution, il faut y associer toute la Nation. Chacun doit comprendre pourquoi il le fait, se projeter dans ce nouveau monde, qui sera très différent, et identifier les chemins qui vont nous y conduire.

L'objectif d'une réduction de la part du nucléaire à 50 % dans le *mix* électrique d'ici 2035, tel qu'il est formulé dans le projet de loi relatif à l'énergie et au climat, étant posé, l'ambition de la mission a été de s'attacher à identifier les moyens de parvenir à la décarbonation de notre *mix* énergétique de production et de consommation : comment sortir des énergies fossiles et quelles énergies leur substituer ? La sortie des énergies fossiles, qui devrait figurer au premier rang des priorités, n'apparaît pas de façon très lisible dans nos politiques énergétiques.

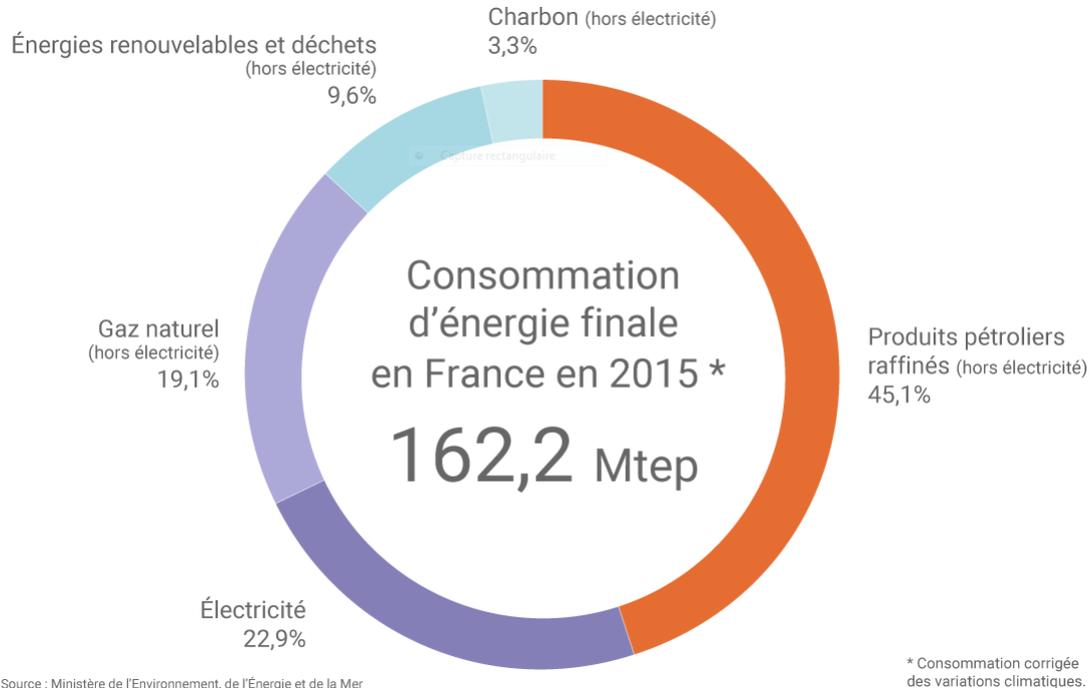
Votre rapporteur souhaite en préambule souligner qu'il a pu rencontrer, au cours de ses travaux, nombre de personnalités inspirantes et d'exemples de transitions avancées, qui constitueront des références pour tous. Certains de nos territoires ont eu le courage de se lancer dans des politiques ambitieuses qui méritent d'être mises en valeur. D'une manière générale, l'on peut sans doute regretter que les énergies ne circulent pas mieux entre les échelons territoriaux et national. Des lacunes dans la gouvernance ont été identifiées.

La tendance lourde, dans nos débats, à glisser très rapidement de la transition énergétique au *mix* électrique est par trop réductrice. Votre rapporteur n'a ainsi cessé de rappeler que la question du nucléaire n'épuise pas, tant s'en faut, le débat de la transition énergétique. Personne ne remet par ailleurs en cause le fait que l'énergie nucléaire soit décarbonée, c'est un fait. Une autre question est celle de ses externalités environnementales.

Les grands équilibres de notre *mix* de production et de consommation actuels doivent être rappelés dès à présent. L'électricité ne couvre pas 30 % de notre consommation d'énergie. Ainsi, une focalisation sur le *mix* électrique et le débat nucléaire manquerait l'autre question centrale dont a souhaité traiter la mission, qui est celle de la sortie des énergies fossiles dans l'ensemble de notre

consommation énergétique. Votre rapporteur souligne qu'il n'est pas question pour autant de raisonner en silo, ce qui n'est ni possible, ni souhaitable.

Ainsi, notre *mix* de consommation d'énergie est le suivant :



Source : connaissance des énergies

Notre consommation finale énergétique était donc en 2015 à plus de 67,5 % d'origine fossile et c'est sur cette part que la mission a concentré ses efforts.

Les travaux de la mission d'information ont abordé sept grandes thématiques : les freins liés à l'absence de vision de ce que sera l'avenir de la production et de la consommation d'énergie, le développement des énergies renouvelables, la mobilité, les économies d'énergie, l'évolution future des grands groupes énergétiques et industriels, la fiscalité et les financements et, enfin, le rôle primordial des territoires. La présente mission n'a pas traité l'ensemble des sujets liés aux émissions de gaz à effet de serre dans l'agriculture, pour se concentrer sur les questions liées à la sortie des énergies fossiles, telles que les carburants, la méthanisation et la gestion des sols agricoles.

La diversité et le nombre des acteurs impliqués ont nécessité, très rapidement après la première audition de septembre, de travailler sous forme de tables rondes thématiques réunissant 5 acteurs en moyenne. Au nombre de 27, organisées entre octobre et mai, elles ont permis de recevoir 66 acteurs (institutionnels, associations, industriels et fédérations, collectivités territoriales, universitaires), certains étant venus apporter leur expertise à plusieurs reprises, tels que l'Ademe.

Toutefois, l'ensemble des personnes intéressées ne pouvait être entendu par la mission d'information et, en particulier, le regard des citoyens sur la question devait être analysé. La mission d'information a donc décidé, avant même le lancement du grand débat, d'organiser une consultation citoyenne sur les freins à la transition énergétique. Elle a connu un beau succès pour ce type d'initiative, avec près de 5 300 contributions et près de 20 800 votes. Organisée autour des sept grands thèmes de travail de la mission, elle a permis de collecter des analyses fouillées et souvent très intéressantes, qui seront développées dans le présent rapport.

La mission d'information a pu auditionner M. François de Rugy, ministre d'État, ministre de la transition écologique et solidaire et Mme Emmanuelle Wargon, secrétaire d'État auprès du ministre d'État, pour clôturer ses travaux, ce dont elle se félicite.

La mission d'information a pu, au cours de ses déplacements en France ou à l'étranger, confronter au réel les informations collectées. Elle a pu mieux appréhender des solutions concrètes, et, s'agissant des déplacements au Danemark et en Allemagne, plusieurs de nos atouts que nous ne devrions pas sous-estimer. L'hydroélectricité et la robustesse de nos réseaux constituent ainsi des éléments fondamentaux que nous ne devons pas laisser affaiblir. L'hydroélectricité et le nucléaire relèvent, selon votre rapporteur, d'une même logique de souveraineté nationale et doivent être traités comme tels.

Votre rapporteur souligne que le défi de la transition énergétique à l'œuvre impose, par son ampleur et son caractère vital, une véritable planification qui sera menée par la puissance publique sur plusieurs décennies. Comme le soulignait justement M. François de Rugy, ministre d'État, ministre de la transition écologique et solidaire, l'intérêt général doit primer sur les intérêts particuliers en matière d'énergie.

Embarquer l'ensemble de la société dans cette transition est impératif et il convient de vulgariser et transmettre la connaissance de l'énergie. La transition énergétique est bien l'affaire de tous, elle touche tous les secteurs d'activité. Elle implique, au premier chef, les élus de la Nation qui doivent pouvoir mieux appréhender ce champ de la régulation et ne peuvent pas être tenus plus longtemps à l'écart de la prise de décision. L'examen de la SNBC et de la PPE par le Parlement constitue une étape indispensable. Votre rapporteur souligne également à cet égard la déception que constitue le champ retenu pour le projet de loi relatif à l'énergie et au climat, qu'il conviendra d'enrichir au cours des débats.

## PREMIÈRE PARTIE

### I. QUEL PAYSAGE ÉNERGÉTIQUE DEMAIN ? RÉPONDRE AUX BESOINS DE PLANIFICATION

Notre niveau de consommation énergétique et notre dépendance énergétique sont souvent mal connus. Quelques éléments doivent être rappelés.

Selon les données publiées par le ministère de la transition écologique et solidaire relatives au bilan énergétique de la France en 2017, le taux d'indépendance énergétique recule d'un demi-point en 2017, à 53 %. La « *production primaire baisse en raison du repli de la production nucléaire et hydraulique, tandis que la consommation primaire est stable. Corrigée des variations climatiques, celle-ci croît légèrement, tirée par la hausse de la consommation finale de 1,5 %. Cette dernière augmente notamment dans les transports, malgré la baisse de la consommation de gazole, dans le tertiaire et dans le résidentiel, à climat constant. En revanche, elle continue à baisser dans l'industrie. Les ménages, entreprises et administrations ont, au total, dépensé 154 milliards d'euros pour leur consommation d'énergie, dont 69 milliards d'euros correspondent à la rémunération d'activités nationales, 50 milliards d'euros aux taxes et 35 milliards d'euros aux importations nettes de produits énergétiques. L'énergie représente 8,5 % du budget des ménages. Cette part augmente de 0,2 point en 2017, en raison principalement de la hausse des prix des carburants.* »<sup>(1)</sup>

#### A. IL EXISTE DE TRÈS NOMBREUX DOCUMENTS DE PLANIFICATION

L'appropriation de la transition passe nécessairement par celle des scénarios qui permettent de se projeter dans l'avenir et de dessiner les voies pour parvenir à concrétiser les changements.

##### 1. Il existe de nombreux outils de planification à toutes les échelles (mondiale, européenne, nationale et locale)

###### a. L'Accord de Paris

À l'échelle mondiale, le protocole de Kyoto, adopté en 1997 et entré en vigueur en 2005, engageait les pays industrialisés à réduire leurs émissions de gaz à effet de serre de 5 % entre 1990 et 2012. À Copenhague, lors de la convention des parties de 2009 (COP 15), les États parties, échouant à s'accorder sur un accord international global qui prendrait la suite du protocole de Kyoto, ont pris note d'un accord négocié par une trentaine de parties, ayant fixé comme objectif la

---

(1) Commissariat général au développement durable, Bilan énergétique de la France pour 2017, février 2019.

limitation de l'augmentation des températures globales moyennes à +2 °C. Toutefois, cet accord n'emporte pas de contrainte juridique ni d'objectifs chiffrés en matière de réduction des émissions.

L'Accord de Paris <sup>(1)</sup>, entré en vigueur le 4 novembre 2016, donne un objectif à atteindre : les États parties ont pour objectif de contenir « *l'élévation de la température moyenne de la planète nettement en dessous de 2 °C par rapport aux niveaux préindustriels et en poursuivant l'action menée pour limiter l'élévation de la température à 1,5 °C par rapport aux niveaux préindustriels* » (article 2). Son article 4 fixe l'objectif de parvenir à un équilibre, dans la seconde moitié du siècle, entre les émissions de gaz à effet de serre par les différentes sources et leur absorption par les puits de gaz à effet de serre (neutralité carbone, adoptée depuis au niveau français par le Plan climat).

Il pose le cadre des engagements des États membres, définis dans les contributions nationales communiquées aux Nations Unies, présentant les engagements nationaux et leurs effets dans le cadre d'une comptabilisation harmonisée, régulièrement remis à niveau et dont le niveau d'ambition ne peut que croître avec le temps. L'accord fixe également les règles générales d'équité et du « *principe des responsabilités communes mais différenciées et des capacités respectives, eu égard aux différentes situations nationales.* »

#### *b. Le cadre européen*

**Dès les années 1950, avec la Communauté européenne du charbon et de l'acier (CECA), en 1952, puis la Communauté européenne de l'énergie atomique (Euratom), en 1958, l'énergie a été un vecteur privilégié de la construction européenne. Dès l'origine, l'indépendance énergétique figure donc au rang des priorités de l'Union, qui dépense aujourd'hui 350 milliards d'euros chaque année en importations d'énergies (elle est le premier importateur mondial), lesquelles reposent sur un nombre très limité de fournisseurs.**

**À l'échelle européenne**, les objectifs contenus dans les plans climat successifs progressent, à un rythme toutefois insuffisant et nombre d'observateurs ont pu regretter le manque d'ambition de la contribution européenne dans le cadre de l'Accord de Paris.

L'Union de l'énergie repose sur 5 axes : sécurité énergétique, solidarité et confiance, pleine intégration du marché européen de l'énergie, efficacité énergétique comme moyen de modérer la demande, décarbonation de l'économie, recherche innovation et compétitivité.

Pour mémoire, les objectifs pour 2030, fixés par le Conseil européen des 23-24 octobre 2014 étaient les suivants :

---

(1) Ratifié par 183 des 197 Parties à la Convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques (CCNUCC), adoptée au cours du Sommet de la Terre de Rio de Janeiro en 1992.

– réduire de 40 % (base 2005) les émissions de gaz à effet de serre ; avec – 43 % pour les secteurs régis par système européen d'échange de quotas (EU *emissions trading system* – EU ETS), applicable à 14 000 installations électriques et industrielles des secteurs de l'énergie, de l'industrie lourde et de l'aviation intra-européenne, qui représentent près de 40 % des émissions de gaz à effet de serre et – 30 % pour les autres secteurs (agriculture, bâtiment, gestion des déchets et transports) ;

– atteindre une part de 27 % du *mix* énergétique pour les énergies renouvelables ;

– accroître l'efficacité énergétique de 27 % (baisse de la consommation d'énergie primaire par rapport aux projections pour 2030 de l'époque).

i. La réforme du marché carbone

Récemment réformé, **le marché européen du carbone** avait été institué en 2005 dans le cadre du protocole de Kyoto. Le marché du carbone aboutissait à un prix de 5 à 7 euros la tonne, le stock de quotas alloués étant trop élevé avec un effet dépressif sur le prix. Devant l'échec de ce mode de régulation, une réforme a été adoptée en février 2018 qui a consisté à :

– réduire le volume total des émissions de 2,2 % chaque année à partir de 2021 (contre 1,74 % auparavant) ;

– doubler les quotas excédentaires à placer dans la réserve de stabilité du marché entre 2019 et 2023, et limiter la durée de validité des quotas placés dans cette réserve ;

– prévoir que les secteurs les plus exposés aux risques de fuite de carbone continueront de recevoir 100 % de quotas gratuits 100 %, contre 30 % au maximum pour les secteurs moins exposés, avec élimination progressive pour ces derniers des quotas gratuits à partir de 2026. Les allocations gratuites doivent par ailleurs être mieux calibrées sur les niveaux de performance réels des entreprises. Elles seront pour partie réservées aux installations nouvelles et en pleine croissance ;

– soutenir les activités de démonstration de technologies innovantes et d'innovations, par le produit correspondant à la vente de 450 millions de quotas <sup>(1)</sup>.

Le prix du carbone a atteint 25 euros en décembre 2018, progressant vers un signal-prix efficient.

---

(1) Le fonds pour l'innovation et les sommes issues du fonds NER 300, fonds créé en 2009, destinés aux projets de démonstration novateurs dans le domaine des énergies à faibles émissions de carbone. Le fonds pour l'innovation soutiendra les projets de démonstration de technologies innovantes et l'innovation de rupture dans les secteurs couverts par le marché du carbone européen, notamment les énergies renouvelables innovantes, le captage et l'utilisation du carbone (CUC) et le stockage de l'énergie.

Il convient de noter le lancement, en décembre 2017, du marché du carbone chinois. Au plan mondial, il convient de relever que 46 pays et 26 provinces ou villes <sup>(1)</sup> ont établi une politique de tarification du carbone au moyen de différents modes de taxation et de systèmes d'échange de quotas d'émission (SEQE). La mise en œuvre de ces mécanismes connaît une accélération rapide depuis 2017 <sup>(2)</sup>.

ii. Le paquet *Une énergie propre pour tous les Européens* est adopté

Plusieurs évolutions marquées ont permis des avancées significatives, avec notamment la planification d'une ambition de long terme, avec la présentation, le 28 novembre 2018, par la Commission européenne de sa vision stratégique à long terme pour *Une planète propre pour tous* <sup>(3)</sup>.

L'année 2018 et le début de l'année 2019 sont également marqués par des progrès importants en termes de réglementation européenne avec l'adoption des textes du paquet *Une énergie propre pour tous les Européens*. **Votre rapporteur souligne que les transitions énergétiques des États membres sont intrinsèquement liées.** On ne peut envisager le fort développement des EnR dans un État, sans analyser l'impact sur les réseaux qui lui sont connectés. Votre rapporteur souhaite souligner tout l'intérêt que revêtent les démarches très constructives engagées, par exemple, entre la France et l'Allemagne <sup>(4)</sup>, avec récemment la signature le 22 janvier 2019, du traité d'Aix-la-Chapelle, notamment lorsque des États partent de situations initiales sensiblement différentes, portant des problématiques bien spécifiques. **La construction des convergences au sein de l'Union doit être une priorité.**

– Le règlement du 30 mai 2018 relatif aux **réductions annuelles contraignantes des émissions de gaz à effet de serre par les États membres de 2021 à 2030** (règlement sur le partage de l'effort) a fixé, pour la France, pour les secteurs non soumis à l'EU ETS (agriculture, bâtiment, gestion des déchets et transports), un **objectif de réduction des émissions de 37 % d'ici 2030** (base 2005).

– Le règlement relatif à **l'utilisation des terres, au changement d'affectation des terres et à la foresterie** (UTCATF) fixe les règles comptables concernant les émissions et les absorptions de gaz à effet de serre résultant de ces activités.

---

(1) A la date du 1<sup>er</sup> avril 2018.

(2) *Point Climat N°55* Tarification du carbone dans le monde : l'augmentation des revenus pose la question des usages, *Institute for Climate Economics I4CE*, octobre 2018.

(3) *Une vision européenne stratégique à long terme pour une économie prospère, moderne, compétitive et neutre pour le climat* (Bruxelles, le 28 novembre 2018, COM(2018) 773 final).

(4) Voir notamment les travaux, très riches, de l'Office franco-allemand pour la transition énergétique (OFATE), créé en 2006, ceux de la Plateforme énergétique franco-allemande créée entre l'Ademe et son homologue, la Deutsche Energie Agentur (DENA), ou encore ceux du Think tank Agora Energiewende.

– Le volet relatif à l'**efficacité énergétique** a été réformé par la révision de la **directive « efficacité énergétique »** <sup>(1)</sup> et de la **directive sur la « performance des bâtiments »** <sup>(2)</sup>. La directive « efficacité énergétique » vise à améliorer de **32,5 % l'efficacité énergétique de l'UE par rapport aux trajectoires actuelles** (objectif non contraignant cependant). Les États membres devront réduire de 0,8 % leur consommation d'énergie finale annuelle, entre 2021 et 2030. Cet effort est réduit à 0,24 % pour Chypre et Malte. La directive impose aux États membres de réduire la précarité énergétique. La directive ne fixe pas d'objectifs par État membre.

La **directive sur la performance des bâtiments** repose sur des stratégies nationales à long terme de rénovation énergétique du parc de bâtiments à usage résidentiel et non résidentiel, d'ici à 2050. **Les émissions des bâtiments devront être réduites de 80 à 95 % d'ici à 2050, par rapport à 1990, avec des jalons en 2030, 2040 et 2050** et des indicateurs permettant de mesurer la réalisation des objectifs d'efficacité énergétique. La directive encourage la rénovation « rentable » des bâtiments et introduit un « indicateur d'intelligence » pour les bâtiments.

– Le **volet relatif aux énergies renouvelables** <sup>(3)</sup> repose sur la révision de la directive sur l'énergie renouvelable, qui **porte à 32 % la part des renouvelables dans la consommation énergétique européenne**. La part des renouvelables devra être portée à au moins 14 % dans les transports. La part des agrocarburants de première génération reste plafonnée à 7 %. Celle des biocarburants avancés et du biogaz doit être d'au moins 1 % en 2025 et d'au moins 3,5 % en 2030. À partir de 2019, la part des biocarburants ayant un fort impact sur la déforestation, y compris l'huile de palme, devra diminuer progressivement. Pour atteindre ces objectifs, le texte cherche à renforcer la production d'électricité renouvelable en s'appuyant sur des dispositifs de soutien « orientés vers le marché ».

– Le volet relatif à la **nouvelle organisation des marchés de l'électricité** comporte le règlement <sup>(4)</sup> et la directive <sup>(5)</sup> sur le marché de l'électricité récemment

---

(1) Directive (UE) 2018/2002 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 modifiant la directive 2012/27/UE relative à l'efficacité énergétique.

(2) Directive (UE) 2018/844 du Parlement européen et du Conseil du 30 mai 2018 modifiant la directive 2010/31/UE sur la performance énergétique des bâtiments et la directive 2012/27/UE relative à l'efficacité énergétique.

(3) Directive (UE) 2018/2001 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables.

(4) Proposition de règlement du Parlement européen et du Conseil sur le marché intérieur de l'électricité (refonte) (COM/2016/0861 final/2), en attente de publication.

(5) Proposition de directive du Parlement européen et du Conseil concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité (refonte) (COM/2016/0864 final), en attente de publication. Les objectifs de la directive sont que les consommateurs puissent devenir des acteurs du marché grâce aux compteurs intelligents, à des outils de comparaison des prix, à la tarification dynamique, en vendant de l'électricité produite par leurs propres moyens, en participant à des programmes d'effacement de la demande et à travers des coopératives citoyennes d'énergie. La possibilité est prorogée, pour les États membres, de maintenir des tarifs réglementés pour protéger les consommateurs les plus vulnérables. Des

adoptés, le règlement sur la réforme de l'agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) <sup>(1)</sup> et celui sur la préparation aux risques dans le marché de l'électricité <sup>(2)</sup>.

Une entité européenne des gestionnaires de réseau de distribution est créée et le rôle des coordinateurs régionaux de la sécurité d'approvisionnement en électricité est renforcé. Les centres régionaux de coordination (tels que CORESO) remplacent les coordinateurs de sécurité régionaux existants (*Regional Security Coordinators*). Ils sont dotés de nouvelles missions d'analyse.

La réforme de l'ACER prévoit que la surveillance réglementaire des entités européennes est accrue, y compris pour le Réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité (REGRT-E) et l'entité de l'UE pour les gestionnaires de réseau de distribution (GRD UE). Les nouvelles dispositions renforcent le rôle de soutien de l'ACER aux agences de régulation nationales pour déterminer les cas de violation des obligations et en tant qu'arbitre en cas de désaccord entre différentes autorités de régulation nationales.

– La **gouvernance** reposera sur les plans nationaux intégrés énergie et climat (2021-2030) avec des rapports de progrès tous les deux ans et un contrôle par la Commission européenne.

**Votre rapporteur observe que l'approche engagée dans la réforme du marché du carbone paraît devoir permettre à terme de peser sur les choix économiques. L'intégration de l'Union apparaît avancée dans le domaine de l'électricité, mais elle est davantage axée sur la sécurité que sur la lutte contre les changements climatiques.**

**L'Union ne s'est, malgré les avancées récentes, pas dotée d'une stratégie véritablement intégrée de sortie des énergies fossiles. Il apparaît que les enjeux climatiques et d'indépendance énergétique, et donc de réforme du mix de consommation pour sortir des énergies fossiles, ne sont pas totalement articulés.**

---

*tarifs réglementés pourront également être appliqués, pendant une période de transition (2025), pour les clients résidentiels et les petites entreprises.*

*Une nouvelle limite pour l'admission de centrales électriques au bénéfice de subventions au titre des mécanismes de capacité est prévue. Les centrales électriques existantes émettant plus de 550 gr de CO<sub>2</sub> d'origine fossile par kWh et 350 kg de CO<sub>2</sub> en moyenne par an et par kW installé pourront participer aux mécanismes de capacité jusqu'au 1er juillet 2025.*

*(1) Proposition de règlement du Parlement européen et du Conseil instituant une Agence de l'Union européenne pour la coopération des régulateurs de l'énergie (refonte) (COM(2016)863), en attente de publication.*

*(2) Proposition de règlement du Parlement européen et du Conseil sur la préparation aux risques dans le secteur de l'électricité et abrogeant la directive 2005/89/CE (COM(2016)862), en attente de publication. Les deux textes sur le marché intérieur de l'électricité, celui sur la réforme de l'Acer ainsi que celui sur la préparation aux risques dans le secteur de l'électricité ont été adoptés par le Parlement européen le 27 mars 2019 et sont en voie d'être publiés.*

*c. À l'échelle nationale, la planification repose sur la stratégie nationale bas-carbone (SNBC) et la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE)*

À l'échelle nationale, notre gouvernance actuelle a été définie par la **loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte** (dite loi « LTECV » n° 2015-992 du 17 août 2015), qui fixe les principaux objectifs.

**Le plan climat**, présenté en juillet 2017 a posé dès avant la révision de la SNBC les jalons d'une politique de neutralité carbone d'ici à 2050.

Le tableau suivant résume ces objectifs nationaux.

**PRINCIPAUX OBJECTIFS DE LA TRANSITION BAS-CARBONE EN FRANCE**

(en pourcentages)

Objectifs	2030	2050
<b>Réduction des émissions de gaz à effet de serre (base 1990)</b>	- 40	- 95 (*)
<b>Baisse de la consommation d'énergie finale (base 2012)</b>	- 20	- 50
<b>Baisse de la consommation d'énergie primaire fossile (base 2012)</b>	- 30	
<b>Part des énergies renouvelables dans la consommation finale brute</b>	32	
<b>Part renouvelable dans la production d'électricité</b>	40	
<b>Part renouvelable dans la consommation finale de chaleur</b>	38	
<b>Part renouvelable dans la consommation de gaz</b>	10	
<b>Part du nucléaire dans la production d'électricité</b>	50 (**)	

(\*) L'objectif climat pour 2050 est la neutralité carbone, soit un équilibre entre les émissions résiduelles et les puits de carbone naturels (écosystèmes) et artificiels (capture et séquestration du carbone)

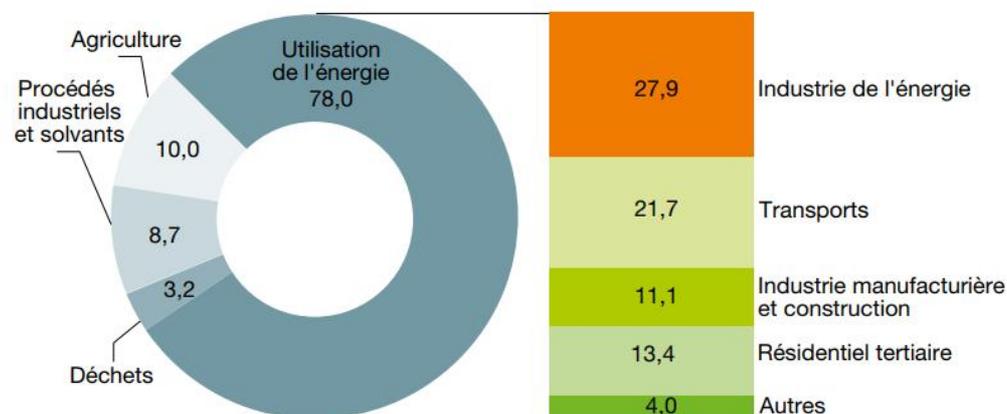
(\*\*) L'objectif de réduction de la part du nucléaire à 50 % de la production d'électricité portait initialement sur 2025, mais le ministère de l'Écologie a annoncé son report, évoquant 2035 comme nouvel horizon.

Source : *Évaluation de l'état d'avancement de la transition bas-carbone en France*, IDDRI, octobre 2018.

Les graphiques suivants présentent les émissions de gaz à effet de serre dans l'Union européenne et en France en 2016, par secteur d'activité.

## ÉMISSIONS DE GES DE L'UE À 28 EN 2016

En %

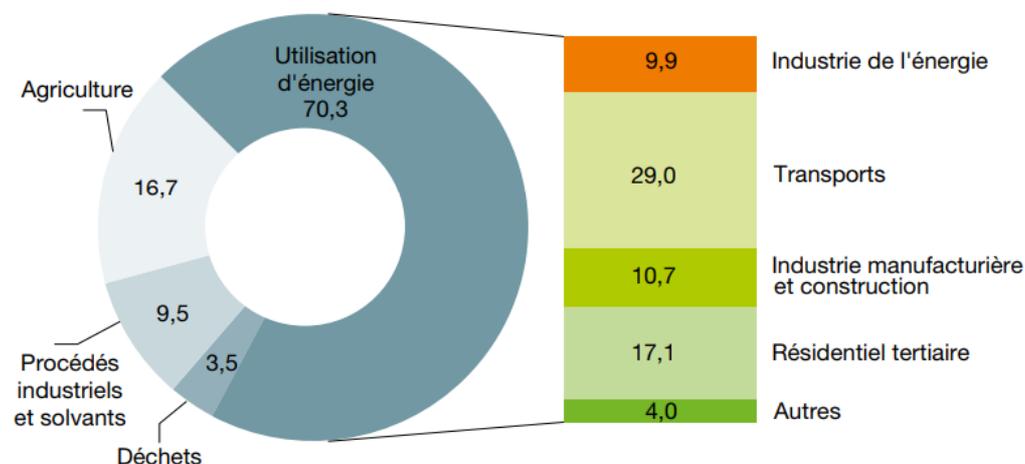


Source : AEE, 2018

Hors Utilisation des terres, changement d'affectation des terres et foresterie (UTCATF)

## RÉPARTITION PAR SOURCE DES ÉMISSIONS DE GES (HORS UTCATF) EN FRANCE EN 2016

En %



Source : AEE, 2018

Source : Chiffres clés du climat 2019, Datalab, CGDD.

La loi dispose des principales orientations, générales et sectorielles, au plan législatif tout en confiant au pouvoir réglementaire le soin de préparer :

– la stratégie bas-carbone, dite stratégie nationale bas-carbone (SNBC), et les budgets carbone associés. La première SNBC a été adoptée en 2015, fixant l'objectif de réduire de 75 % les émissions GES d'ici 2050 par rapport à 1990 (le

facteur 4). La stratégie fait l'objet d'un cycle complet de révision tous les cinq ans et le suivi de la stratégie repose des indicateurs régulièrement analysés et actualisés. La SNBC est en cours de révision<sup>(1)</sup>. L'objectif est la neutralité carbone en 2050 (ce principe peut être résumé comme le fait de ne pas émettre plus de gaz à effet de serre que notre territoire peut en absorber à travers notamment les forêts ou les sols). Le projet a été transmis à l'Autorité environnementale et a fait l'objet d'une consultation publique. La stratégie pose des recommandations transversales et sectorielles. Il convient de relever que la SNBC ne se cantonne pas à la réduction des émissions de GES domestiques. Il y est souligné également que « *l'empreinte carbone des Français est estimée à 689 Mt CO<sub>2</sub>eq en 2016 et a augmenté de 16,4 % entre 1995 et 2010, avant de baisser légèrement de -2,7 % depuis. Les émissions associées aux importations n'ont cessé de croître depuis 1995, jusqu'à devenir plus élevées que les émissions du territoire hors exportations à partir de 2012 (les émissions affectées aux exportations ayant peu fluctué sur la période).* » Les analyses démontrent que le premier budget-carbone (2015-2018) ne sera pas respecté et les écarts avec les budgets annuels indicatifs (ajustés provisoirement en 2018) sont estimés à 3 Mt CO<sub>2</sub>eq pour 2015, 13 Mt CO<sub>2</sub>eq pour 2016 et 31 Mt CO<sub>2</sub>eq pour 2017<sup>(2)</sup>. Le deuxième budget carbone doit être révisé en conséquence ;

– le Plan national d'adaptation au changement climatique, est, de son côté, spécifiquement dédié à la politique française d'adaptation aux changements climatiques, l'autre versant des engagements pris par les États membres dans le cadre de la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques. L'adaptation vise à limiter les impacts du changement climatique et les dommages associés. Les politiques publiques d'adaptation ont pour objectifs d'anticiper les impacts à attendre du changement climatique et de limiter leurs dégâts en intervenant sur les facteurs de risque, en particulier dans certaines zones telles que les littoraux (hausse du niveau des mers) ;

– la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) dans le domaine énergétique, qui doit être compatible avec la SNBC et les budgets-carbone<sup>(3)</sup>. La PPE fixe les priorités d'actions des pouvoirs publics dans le domaine de l'énergie afin d'atteindre les objectifs de politique énergétique définis par la loi. L'ensemble des piliers de la politique énergétique et l'ensemble des énergies doivent être

---

(1) *Le Gouvernement a présenté le 6 décembre 2018 le projet de révision de la SNBC.*

(2) « Près d'un cinquième des dépassements observés pour le premier budget carbone est lié à des facteurs conjoncturels défavorables, dont les deux principaux sont le prix bas des énergies et, pour les années 2016 et 2017, l'indisponibilité d'une partie du parc de production électrique nucléaire (environ +15 MtCO<sub>2</sub>eq sur l'ensemble de la période).

Les écarts d'ordre structurels (environ quatre cinquièmes du dépassement) s'expliquent par des résultats nettement moins bons que prévu dans les secteurs des transports et du bâtiment (environ + 40 à 45 Mt CO<sub>2</sub>eq sur l'ensemble de la période pour chacun de ces secteurs) ainsi que de l'agriculture (environ + 10 Mt CO<sub>2</sub>eq sur l'ensemble de la période). Ces mauvais résultats sont en partie compensés par des résultats meilleurs que les cibles de la première SNBC dans le secteur de la production d'énergie 11 malgré l'indisponibilité d'une partie du parc nucléaire. »

(3) *La compatibilité impose une obligation de non-contrariété aux orientations fondamentales, et laisse une certaine marge de manœuvre pour préciser et développer ces orientations.*

traités dans une même stratégie : maîtrise de la demande en énergie, maîtrise des coûts des énergies, promotion des énergies renouvelables, garantie de sécurité d’approvisionnement et indépendance énergétique, etc. **Le projet de nouvelle PPE, (portant sur les périodes 2019-2023 et 2024-2028), est un élément central de la planification, dont le Parlement n’est pas saisi, ce qui est profondément regrettable.** Votre rapporteur souligne que la PPE manque d’une consolidation globale, les incertitudes ne sont pas précisément présentées, les articulations entre les différents niveaux de planification insuffisamment traités et la forme de la synthèse rendent difficiles les comparaisons avec la SNBC.

Le projet de loi relatif à l’énergie et au climat traduit, au plan législatif, en son article 2, la création du Haut Conseil pour le climat, instance de conseil autonome, installée en novembre 2018, dont la mission sera d’analyser et de suivre annuellement la SNBC et les budgets carbone ainsi que les trajectoires concrètes de réduction. Il devra formuler des recommandations pour atteindre nos ambitions de neutralité carbone notamment.

Ce schéma, issu de la PPE, résume la gouvernance d’ensemble de la planification nationale.

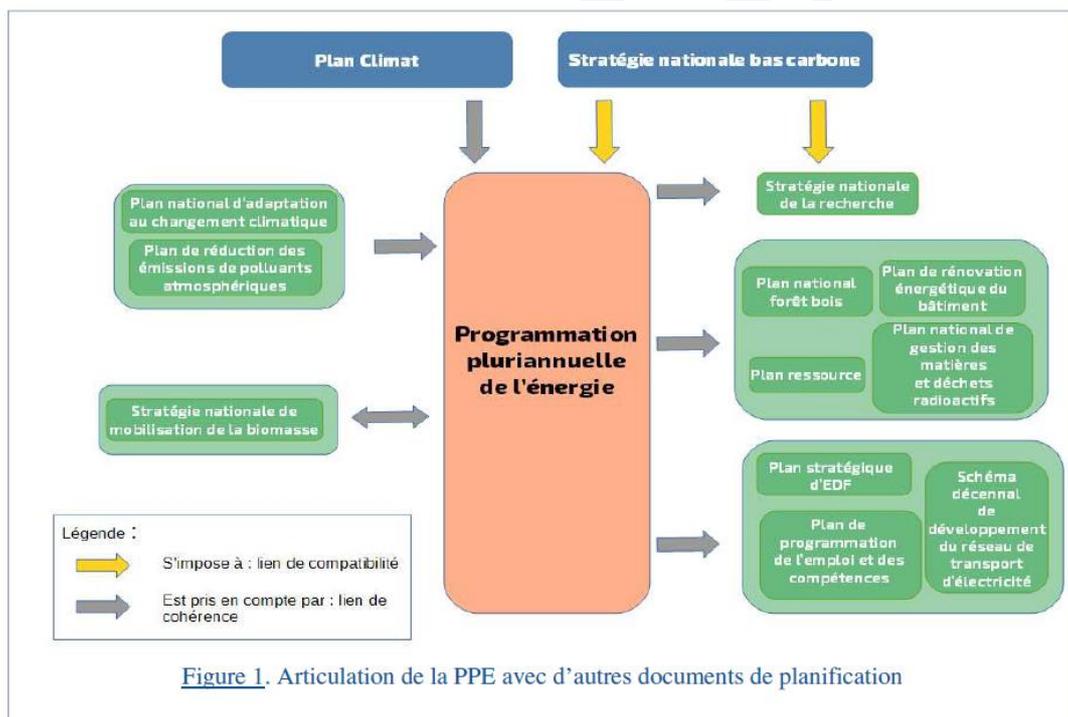


Figure 1. Articulation de la PPE avec d’autres documents de planification

#### Stratégie nationale bas-carbone (SNBC) et budgets carbone

À cet égard, votre rapporteur estime que des enjeux particulièrement importants doivent monter en puissance.

– La stratégie nationale de mobilisation de la biomasse (SNMB)<sup>(1)</sup>, qui appelle également la réalisation de schémas régionaux biomasse (en cours de finalisation). La SNMB vise principalement à « *la valorisation de la biomasse en énergie permet une utilisation moindre d'énergies fossiles (effet de substitution)* » ; à « *la mobilisation de la biomasse et du bois, en particulier, qui s'articule avec la gestion durable de la ressource et ainsi à l'augmentation de son potentiel de captage du carbone (stockage net du carbone)* » ; « *la résilience économique agricole et forestière, par le développement de filières compétitives et rémunératrices, pour les producteurs ainsi que pour l'ensemble de la chaîne de valeur* ». Si la SNMB traite bien de l'articulation des usages, qui constitue un volet essentiel de la stratégie, et de la préservation de la biodiversité, elle ne va pas jusqu'à affecter telle ressource de telle biomasse à tels usages. Votre rapporteur estime qu'il s'agit d'une question sur laquelle, compte tenu de la rareté de la biomasse, il faudrait avancer de façon très précise, au niveau national. Il est tout particulièrement important de souligner que les scénarios, tels celui de l'Ademe, retiennent des hypothèses parfois volontaristes, que ce soit en termes d'arrêt de l'artificialisation des sols ou de changement des comportements alimentaires, qui doivent être bien pesées. L'évolution des rendements agricoles dans le cadre des changements climatiques et de la diminution de l'usage des pesticides entrera également en ligne de compte. Le rôle de puits de carbone de la biomasse est enfin amené à jouer un rôle croissant dans l'optique de la neutralité carbone.

Une déclinaison régionale présente, dans la SNMB, des objectifs chiffrés indicatifs et précise dans quelle proportion chaque région pourrait mobiliser davantage de biomasse, de quel type et contribuer à l'atteinte d'une production satisfaisant le besoin national. Mais les objectifs régionaux opérationnels seront concrètement fixés par le schéma régional biomasse, sur la base des spécificités du territoire. C'est à l'issue de l'élaboration des SRB que le dialogue devrait être repris entre l'État et les collectivités si la somme des objectifs régionaux ne satisfaisait pas l'ambition nationale<sup>(2)</sup>. Votre rapporteur estime qu'il existe là un risque de perte de temps important, compte tenu des délais d'élaboration des schémas régionaux.

– Le plan hydrogène présenté en juin 2018, précise des ambitions élevées, à juste titre selon votre rapporteur. Le plan souligne que « *en France, à l'horizon 2050, l'hydrogène pourrait répondre à 20 % de la demande d'énergie finale et réduire les émissions annuelles de CO<sub>2</sub> de 55 millions de tonnes.* » Les usages de l'hydrogène, à condition qu'il soit bien décarboné, peuvent être décisifs dans la transition énergétique : stockage (l'hydrogène peut être produit par électrolyse à partir d'eau et d'électricité, et ensuite être stocké ce qui permet donc de stocker l'électricité sous forme de gaz) ; électricité (en l'utilisant dans une pile à combustible, l'hydrogène se transforme en électricité et en eau, ce qui permet de

---

(1) Article 175 de la loi n°2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) et décret n° 2016-1134 du 19 août 2016 relatif à la stratégie nationale de mobilisation de la biomasse et aux schémas régionaux biomasse.

(2) Voir notamment l'étude de l'Ademe « Mobilisation de la biomasse agricole, état de l'art et analyse » prospective, octobre 2016.

l'utiliser comme un carburant propre pour les voitures sans émission de polluants ni de CO<sub>2</sub>) ; gaz vert (il peut être injecté dans le réseau de gaz, mélangé au méthane, dans les réseaux existants) ; captage du CO<sub>2</sub> (l'hydrogène peut être couplé au CO<sub>2</sub> pour fabriquer du méthane de synthèse, qui peut être utilisé comme du gaz normal : il permet donc d'utiliser le gaz carbonique qui s'échappe de certaines usines et de le réutiliser dans les réseaux de gaz). Votre rapporteur souligne qu'il est tout particulièrement important de traiter, à travers cette planification, du soutien à la recherche et au développement sur la production décarbonée de l'hydrogène, au-delà de l'hydrolyse, de la dé-carbonation des 950 000 tonnes d'H<sub>2</sub> produites aujourd'hui, de l'identification des sources d'hydrogène fatal (hydrogène gris), de la stratégie de production, de distribution et d'utilisation.

Il convient toutefois de relever que l'ambition annoncée de 100 millions d'euros dédiés au plan hydrogène dès 2019 (via un fonds confié à l'ADEME) n'a pas été atteinte, loin s'en faut. Mme Alice Vieillefosse, directrice de cabinet du directeur général de l'énergie et du climat, précisait à la mission<sup>(1)</sup> : « *Un investissement de 100 millions d'euros est ainsi prévu dans le cadre du plan hydrogène, dont 70 millions en 2019. Nous avons lancé en octobre 2018 un premier appel à projets sur la mobilité, avec une première relève au 11 janvier 2019 : plus de vingt projets ont été déposés et sont en cours d'examen par l'ADEME. Nous allons par ailleurs publier très prochainement un appel à projets pour la production d'hydrogène décarboné dans l'industrie, puis, courant 2019, pour les zones non interconnectées, sur le dernier axe du plan hydrogène.* » L'Ademe a indiqué débloquent 20 millions d'euros en 2019, 20 millions en 2020 et 10 millions en 2021. 50 millions d'euros proviendront en 2019 du programme d'investissements d'avenir (PIA).

M. Philippe Boucly, président de l'Association française pour l'hydrogène et les piles à combustible (AFHYPAC) a ainsi souligné ne pas savoir comment ce plan serait financé, compte tenu du décalage entre les annonces et les financements disponibles<sup>(2)</sup>.

D'autres plans importants ont également été pris dans plusieurs secteurs, en particulier le plan pour la rénovation énergétique des bâtiments (*infra*).

La stratégie et les budgets-carbone doivent être pris en compte par les documents de planification publics<sup>(3)</sup>.

Ainsi, les orientations stratégiques doivent être respectées par la puissance publique aux échelons national, régional et intercommunal, en métropole et dans les territoires ultramarins dans lesquels la stratégie s'applique : la Guadeloupe, la

---

(1) Audition du 24 janvier 2019.

(2) Audition du 24 janvier 2019.

(3) *L'obligation de prise en compte, plus lâche que celle de compatibilité, impose de « ne pas s'écarter des orientations fondamentales sauf, sous le contrôle du juge, pour un motif tiré de l'intérêt de l'opération et dans la mesure où cet intérêt le justifie » (CE, 9 juin 2004, 28 juillet 2004 et 17 mars 2010).*

Guyane, la Martinique, la Réunion, Mayotte, l'île de Clipperton, Saint-Martin et Saint-Pierre-et-Miquelon.

#### *d. À l'échelle territoriale*

À l'échelle territoriale, les régions sont les chefs de file de la transition écologique. C'est principalement le **schéma régional d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires (SRADDET)**, outil intégré de planification de long terme, articulante onze champs thématiques, qui est concerné. Le SRADDET<sup>(1)</sup> intègre en particulier l'ancien Schéma régional du climat, de l'air et de l'énergie ou SRCAE, l'un des grands schémas régionaux créés par les lois dites « Grenelle I » et « Grenelle II ». Les SRCAE intégraient pour leur part les schémas éoliens et les schémas de services collectifs de l'énergie<sup>(2)</sup>.

Le SRADDET a une position élevée dans la hiérarchie des documents de planification locaux car :

- ses objectifs sont pris en compte par les chartes des parcs naturels locaux, les SCOT, PLU et cartes communales ;
- les règles générales du SRADDET sont prescriptives pour le plan de déplacement urbain et les plans climat air-énergie territoriaux.

Les premiers SRADDET sont en cours de finalisation. Or, à ce stade, il n'y a aucune raison pour que les programmations régionales prises dans leur ensemble correspondent à la programmation nationale.

Il semble tout d'abord utile de **distinguer les enjeux nationaux voire régaliens comme la production nucléaire ou hydroélectrique des autres enjeux** pour lesquels les échelons territoriaux, et notamment régionaux, ont davantage un rôle de premier plan à jouer.

Le projet de PPE ne fait que mentionner les SRADDET. Comme l'indique le récent avis du Conseil économique, social et environnemental (CESE) sur le projet de PPE, *« au-delà des objectifs se posent désormais aussi des questions plus politiques, non abordées par le projet de PPE, en matière de coordination entre État et régions dans la transition énergétique avec le choix exprimé par certains exécutifs, comme celui des Hauts-de-France, de s'opposer au déploiement sur leur territoire de filières, en l'occurrence l'éolien, dont la PPE nationale prévoit au*

---

(1) L'Île de France, la Corse et les Outre-mer sont régis par des dispositions spécifiques.

(2) On peut également relever le rôle des régions en matière d'innovation et de filières avec les Schéma régional de développement économique d'innovation et d'internationalisation (SRDEII), le Contrat de plan régional de développement des formations et de l'orientation professionnelle (CPRDFOP) et le Schéma régional de l'enseignement supérieur, de la recherche et de l'innovation (SRESRI).

*contraire le développement et pour laquelle le territoire en question semble bien adapté »<sup>(1)</sup>.*

**Le projet de PPE gagnerait à davantage analyser et prendre en compte les documents de planification territoriaux.** Très peu de progrès a été fait en matière d’articulation des planifications nationales et régionales, comme le reconnaît le projet de PPE qui souligne :

*« L’articulation entre les documents de gouvernance nationaux et les documents de gouvernance régionaux est un enjeu important pour la bonne orientation de la transition énergétique. Les modalités de cette articulation devront continuer à être approfondies pour trouver des solutions pratiques respectueuses des compétences des différentes entités concernées. »*

Votre rapporteur souligne que la logique d’articulation des planifications ne doit donc pas être uniquement « descendante » mais aussi « ascendante » : **l’État doit s’appuyer sur les retours d’expérience des acteurs territoriaux**, qui ont mis en œuvre les politiques concrètes. Les auditions menées par la mission ont fait état d’un vrai manque de ce point de vue.

Il convient également de relever que, compte tenu des délais incompressibles d’élaboration de ce type de documents de planification, les SRADDET ne pourront prendre en compte la SNBC et la PPE révisées avant leur propre prochaine révision. Il y a là, selon votre rapporteur, un réel souci d’articulation. Les régions ont d’ailleurs demandé de mieux articuler les SRADDET et la PPE pour une vision plus consolidée. Elles souhaitent aussi renforcer le volet territorial du suivi des besoins de compétences dans le secteur des emplois « verts ». Un cadre clarifié d’affectation de la fiscalité environnementale pour les actions en matière de transition énergétique est également demandé<sup>(2)</sup>.

**Les Plans Climat Air-Énergie Territorial (PCAET)<sup>(3)</sup>**, constituent un outil de planification territoriale visant à atténuer certains des impacts des changements climatiques et à s’y adapter, à développer les énergies renouvelables et à maîtriser la consommation d’énergie. Cet outil est rendu obligatoire pour l’ensemble des intercommunalités de plus de 20 000 habitants à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2019 (dès 2017 pour les intercommunalités de plus de 50 000 habitants). Dix-neuf PCAET sont publiés sur le site de l’ADEME à ce jour. À terme, la quasi-totalité du territoire devrait être concernée. Pourtant, leur articulation avec les SRADDET et la PPE demeure, en l’état, insuffisamment clarifiée.

---

<sup>(1)</sup> « Climat-énergie : la France doit se donner les moyens », Avis du Conseil économique, social et environnemental, avril 2019.

<sup>(2)</sup> Libérer les énergies en régions, Conseil des régions du 22 mai 2019.

<sup>(3)</sup> Le plan climat air énergie territorial (PCAET) est défini à l’article L. 222-26 du code de l’environnement.

**Votre rapporteur tient à alerter sur les lacunes constatées dans l'évaluation des SRCAE** (voir en particulier l'avis du comité d'experts de la transition énergétique sur la synthèse des SRCAE, 2018). Les retours obtenus n'ont concerné que 22 des 27 SRCAE visés par l'enquête, tous les questionnaires adressés n'ont pas été intégralement remplis, les données quantitatives n'étant en particulier pas toujours renseignées. Le rapport consacré à la question établi par le CEREMA <sup>(1)</sup> ne fournit ainsi pas de total des objectifs régionaux, faute de données complètes. Les régions paraissent en bonne voie d'atteindre les objectifs d'économies d'énergie à 2020, mais peu d'entre elles fournissent des données sur leurs émissions de GES et le bilan est très mitigé concernant les EnR (les taux d'avancement étant très variables d'une filière à l'autre). **Votre rapporteur en appelle à la constitution de véritables outils de mesures et de rapportage communs.**

## **2. Le suivi des différents outils n'est pas aisé**

Les outils de planification fixent souvent de longues listes d'objectifs et d'indicateurs dont le suivi n'est pas aisé.

Il conviendrait de faire en sorte que les objectifs et les indicateurs soient simplifiés. Les principaux documents de planification, notamment la PPE, pourraient fournir des éléments facilement compréhensibles et particulièrement parlants (par exemple un bilan en euros par tonne de CO<sub>2</sub> évitée par les différentes politiques prévues en faveur des EnR).

Les documents de planification manquent parfois d'une vision de long terme. Ainsi, la PPE marque-t-elle selon votre rapporteur un certain glissement d'une logique de long terme tournée vers la sobriété et l'efficacité vers le tout électrique décarboné, qui donne l'illusion d'une plus grande accessibilité à court terme.

Il apparaît nécessaire de dépasser le temps court des démocraties et d'installer une logique planificatrice des actions sur le long terme.

L'exemple du Danemark démontre que la stabilité de la vision dans le temps, combinée à une certaine souplesse pour s'adapter à la réalité, est un élément clé du succès selon les acteurs entendus par la mission.

Votre rapporteur constate que les documents de planification restent trop largement déconnectés de leurs leviers d'action. Ainsi, la PPE est établie pour 5 ans mais les dispositifs, notamment fiscaux, évoluent fortement chaque année.

Les documents de planification manquent parfois d'une vision globale ou certains de leurs aspects ne sont pas réalisés ce qui obère la vision d'ensemble. Ainsi, le plan relatif aux emplois et à la formation de la PPE n'a pas été réalisé

---

(1) Bilan national des SRCAE- rapport pour la DGEC, mai 2018.

pour la première PPE et le rapport sur le plan de programmation des emplois et des compétences a été rendu en février 2019, par Mme Laurence Parisot.

**Proposition : Mieux articuler les planifications européennes, nationales et territoriales**

- Assurer la stabilité de la vision des politiques publiques selon une logique de long terme tournée vers la sobriété et l'efficacité ;
- Assurer une planification plus opérationnelle des objectifs et des moyens de les atteindre ;
- Diffuser et vulgariser les éléments clés de la planification auprès d'un large public ;
- Mieux analyser, dans la planification nationale en particulier, les enjeux européens ;
- Articuler les documents de planification et leurs leviers d'action, notamment budgétaires et fiscaux ;
- Mieux articuler les SRADDET avec les objectifs nationaux et anticiper dès leur élaboration la nécessité d'atteindre, à travers l'ensemble des SRADDET, les ambitions fixées au niveau national ;
- Accélérer l'élaboration des PCAET et prévoir un dispositif d'articulation des PCAET avec les SRADDET et la PPE ;
- Compte tenu de l'expérience de l'évaluation des SRCAE, s'assurer dès à présent de disposer des outils de mesure, d'analyse et de rapportage partagés des résultats territoriaux, dans un cadre harmonisé et sur la base de relevés réguliers ;
- Valider régulièrement l'atteinte d'objectifs intermédiaires, nationaux mais également territoriaux ;
- Améliorer la prise en compte, par la PPE, des documents de planification territoriaux.

**Proposition : Assurer le financement nécessaire au déploiement du plan hydrogène**

- Relever les financements au niveau annoncé afin de garantir la visibilité essentielle à la filière et aux chercheurs et pérenniser ce soutien financier sur les cinq prochaines années.

**B. IL EXISTE DE NOMBREUX SCÉNARIOS RÉALISÉS PAR DES INSTITUTIONNELS, DES ASSOCIATIONS, DES ONG ET DES SCIENTIFIQUES**

Votre rapporteur souligne le travail d'ampleur effectué par de nombreux acteurs pour planifier la transition énergétique, de longue date. Pour ne citer que les principaux, il est possible de reprendre :

– le scénario actualisé en 2017 énergie climat de l'Ademe 2035-2050 qui, dans une approche énergie-climat, vise à considérer l'ensemble des besoins énergétiques de la France (chaleur, électricité, carburant et combustibles). Cet exercice prospectif repose sur des hypothèses volontaristes pour permettre à la France de respecter ses engagements internationaux et nationaux. L'Ademe a également publié 100 % EnR en 2015 et les Trajectoires 2060 en 2018 ;

– le bilan prévisionnel de RTE avec quatre scénarios de moyen-terme (Ampère, Watt, Volt, Hertz), publiés annuellement ;

– les scénarios de l’Agence internationale de l’énergie, qui ont été récemment remis en cause en ce qu’ils ne permettent pas de respecter les objectifs de l’accord de Paris, l’Agence ayant indiqué que son scénario central rend bien compte des politiques telles qu’elles sont menées et de la demande d’énergie prévisible ;

– le scénario de l’association négaWatt 2017-2050 présentant la possibilité technique d’utiliser 100 % d’énergies renouvelables en France en 2050, tout en atteignant la neutralité carbone ;

– les travaux de l’Alliance Nationale de Coordination de la Recherche pour l’Energie (ANCRE).

La lecture des scénarios et des hypothèses qui les sous-tendent peut être complexe et ils demeurent à ce stade encore trop souvent une affaire de spécialistes. Les scénarios établis **manquent parfois de visibilité** et ne sont pas toujours connus des différents acteurs. Ils ne sont pas suffisamment débattus et mis sur la place publique.

Or, votre rapporteur estime qu’ils constituent un outil central pour permettre de matérialiser la transition, se projeter dans l’avenir et de rendre, à travers des exemples concrets, la transition attractive.

Votre rapporteur estime également que les moyens humains de l’Ademe <sup>(1)</sup> ne lui permettent pas de faire face à l’ampleur de sa mission et aux évolutions attendues avec l’importance croissante des questions de transition énergétique.

**Proposition : Donner de la visibilité aux principaux scénarios de la transition énergétique**

**Proposition : Donner davantage de moyens humains à l’Ademe**

- Augmenter les effectifs de l’Ademe.

## **II. NOTRE MIX DE PRODUCTION DOIT RELEVER D’UNE DÉMARCHE AMBITIEUSE ET CONCERTÉE**

La vision commune de notre paysage énergétique doit reposer sur un état des lieux complet (localisation des consommations et productions d’énergie, des réseaux de transport et de distribution existants), sur un inventaire des gisements locaux d’énergies renouvelables et de leurs usages (incluant les énergies fatales), sur une définition des usages pertinents pour chaque énergie ainsi que sur la fixation d’objectifs suffisamment ambitieux.

---

(1) L’Ademe disposait d’un budget réalisé de 674 millions d’euros en 2018. Le total des effectifs rémunérés par l’agence était de 1 083 équivalents temps plein travaillés en 2018.

## A. DIVERSIFIER NOTRE *MIX* DE PRODUCTION

La France ne relèvera le défi de la transition énergétique qu'en optant pour des *mix* énergétique et électrique aussi diversifiés que possible.

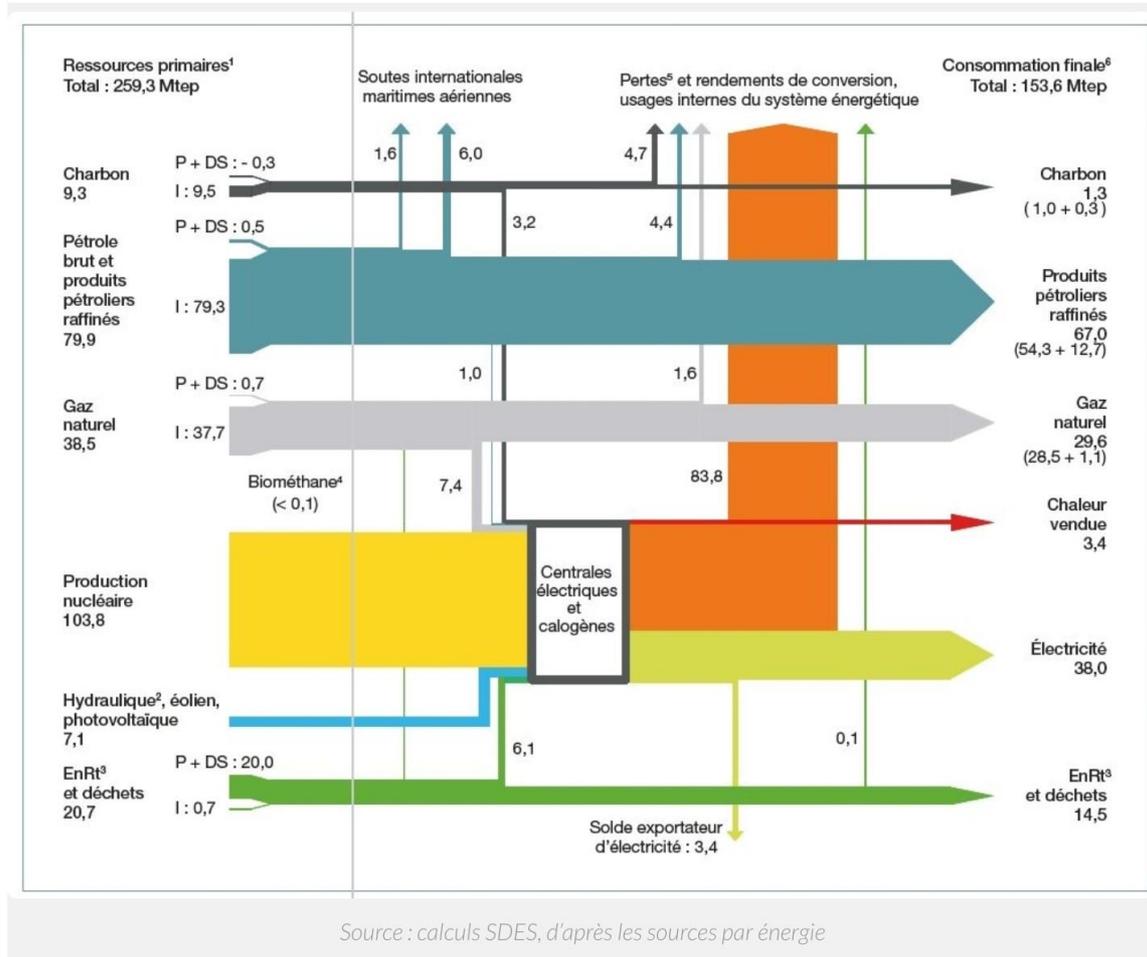
Corrigé des variations climatiques, le bouquet énergétique primaire de la France se compose en 2017 de 40 % de nucléaire, de 29 % de pétrole, de 16 % de gaz, de 4 % de charbon et de 11 % d'énergies renouvelables et déchets. Il est donc encore fortement carboné. Le *mix* électrique est, lui, fortement décarboné.

Le diagramme de Sankey, représenté ci-après, illustre le bilan énergétique de la France métropolitaine en 2017 et 2018. En 2018 la France a mobilisé une ressource primaire de 261,8 Mtep pour satisfaire une consommation finale (non corrigée des variations climatiques) de 154,3 Mtep. La différence est constituée des pertes et usages internes du système énergétique (94,3 Mtep au total), des exportations nettes d'électricité (5,4 Mtep) et des routes aériennes et maritimes internationales exclues par convention de la consommation finale (7,6 Mtep). Le diagramme illustre aussi les flux des différentes formes d'énergie transformées en électricité et/ou chaleur commercialisée (par exemple, 5,8 Mtep de gaz naturel ont été utilisées à cet effet).

Votre rapporteur insiste sur l'importance de réfléchir à notre *mix* énergétique actuel et à venir en fonction de nos besoins de consommation d'énergie finale, et non primaire. La consommation d'énergie finale permet d'avoir une vision cohérente de la place des énergies et de leur évolution souhaitable dans la société française.

## Bilan énergétique de la France métropolitaine

En Mtep, en 2017 (données non corrigées des variations climatiques)



P : production nationale d'énergie primaire. DS : déstockage. I : solde importateur.

1 Pour obtenir la consommation primaire, il faut déduire des ressources primaires le solde exportateur d'électricité ainsi que les soutes maritimes et aériennes internationales.

2 Y compris énergies marines, hors accumulation par pompage.

3 Énergies renouvelables thermiques (bois, déchets de bois, solaire thermique, biocarburants, pompes à chaleur, etc.).

4 Injections de biométhane (compté comme énergie renouvelable dans les ressources primaires) dans les réseaux de gaz naturel.

5 L'importance des pertes dans le domaine de l'électricité tient au fait que la production nucléaire est comptabilisée pour la chaleur produite par la réaction, chaleur dont les deux tiers sont perdus lors de la conversion en énergie électrique.

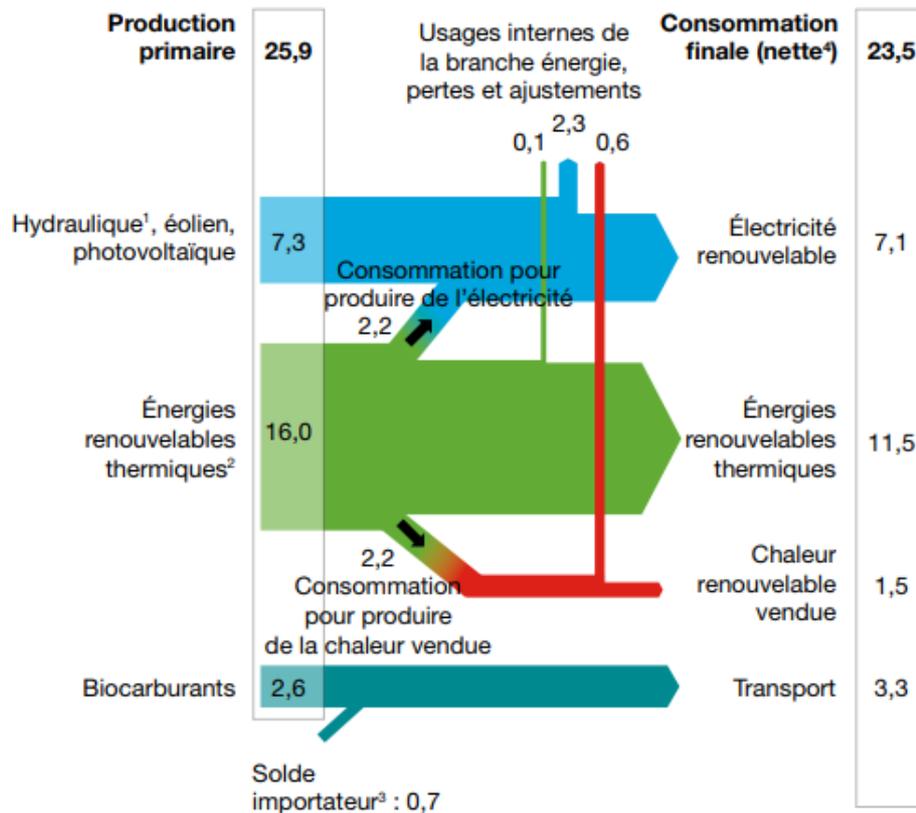
6 Usages non énergétiques inclus. Pour le charbon, les produits pétroliers raffinés et le gaz naturel, la décomposition de la consommation finale en usages énergétiques et non énergétiques est indiquée entre parenthèses.

Source : Bilan énergétique de la France métropolitaine en 2017, Commissariat général au développement durable, Datalab, calculs SDES, d'après les sources par énergie, avril 2018.

Le diagramme de Stankey suivant porte plus précisément sur les énergies renouvelables en 2017.

### BILAN ÉNERGÉTIQUE DES ÉNERGIES RENOUVELABLES EN FRANCE EN 2017

En Mtep



1 Y compris énergies marines, hors accumulation par pompage.

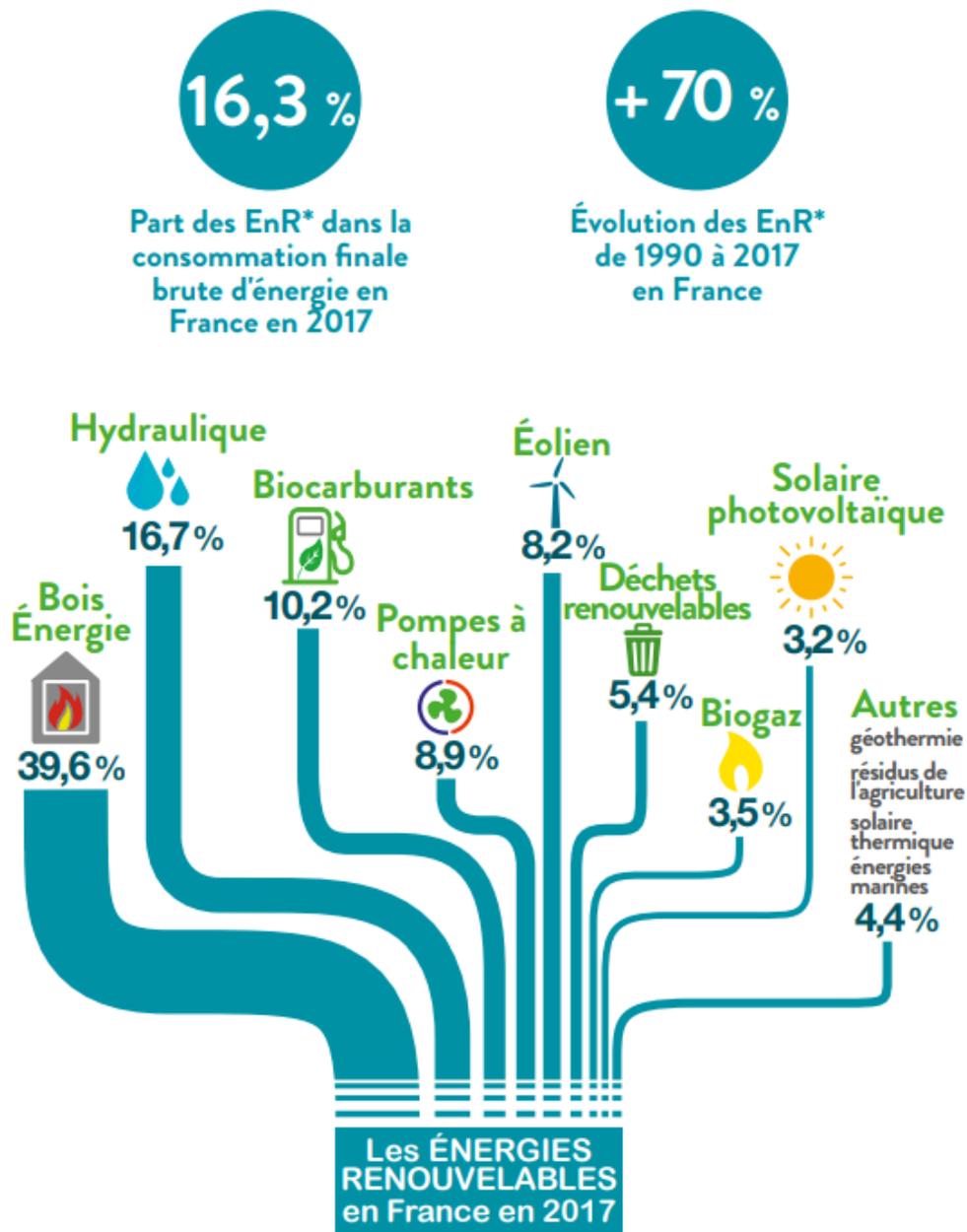
2 Hors biocarburants.

3 Importations - exportations.

4 Nette de l'énergie consommée par la branche énergie pour ses usages propres et des pertes de transformation, de transport et de distribution.

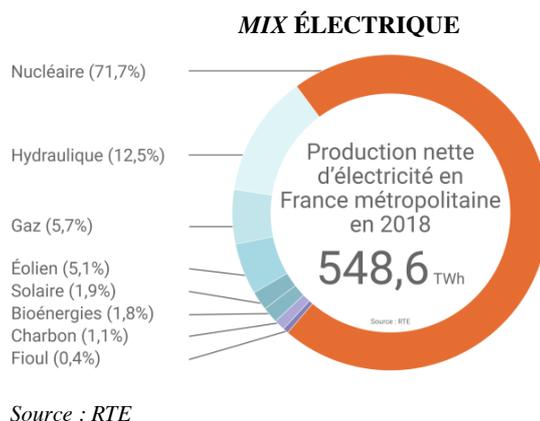
Source : Chiffres clés des énergies renouvelables, Commissariat général au développement durable, Datalab, Édition 2019 SDES, d'après les sources par filière.

Le schéma suivant retrace la part des EnR dans la consommation finale brute en 2017.



EnR\* : énergies renouvelables.

Source : Chiffres clés des énergies renouvelables, Commissariat général au développement durable, Datalab, Édition 2019 SDES, d'après les sources par filière.



La tep (tonne d'équivalent pétrole) mesure l'énergie calorifique d'une tonne de pétrole « moyen », soit 42 gigajoules (GJ). Le mégawattheure (MWh) mesure l'énergie fournie par une source d'énergie d'une puissance d'un mégawatt fonctionnant pendant une heure, soit 3 600 mégajoules (3,6 GJ).

1 tep  $\approx$  11,6 MWh et 1 TWh (= 1 000 MWh)  $\approx$  86 000 tep.

**Notre mix électrique doit reposer, du moins à moyen terme, sur une combinaison d'énergie nucléaire et d'énergies renouvelables (EnR).** Une sortie complète du nucléaire serait pénalisée par les coûts systèmes liés à la variabilité des énergies renouvelables. Au stade actuel de développement de notre mix énergétique, le caractère pilotable de l'énergie nucléaire constitue, avec son prix, un atout incontesté. La disposition du projet de loi relatif à l'énergie et au climat, actuellement en cours de discussion, qui reporte de 2025 à 2035 la date à laquelle la part du nucléaire doit être réduite à 50 % de la production électrique, peut ainsi être soutenue.

Votre rapporteur tient également à souligner ici le rôle d'une **autre grande énergie** que nous tendons, à tort, à marginaliser dans nos réflexions, et qui est la seule pouvant se targuer d'être à la fois renouvelable et pilotable : **l'hydroélectricité**. La vision que l'on doit avoir de notre mix énergétique doit reposer sur la complémentarité entre les différentes énergies. Il est ainsi essentiel que l'ensemble de la production énergétique issue du nucléaire et de l'hydroélectricité, associée à notre réseau, soit en capacité de faire face à la variabilité de l'ensemble de la production des parcs éoliens et solaires.

**Il est important de ne pas se focaliser uniquement sur la question du mix électrique et de la place du nucléaire**, de manière à prendre en compte l'ensemble de la production et de la consommation énergétiques. Comme le rappelait justement M. Guillaume Martin, pour l'association Avenir Climatique lors de son audition le 16 mai 2019 :

« Quand on parle de climat en France, on perd encore beaucoup de temps à parler nucléaire versus énergies renouvelables. En faisant cela, on ne traite que 30 % du sujet parce que l'électricité ne représente que 30 % des consommations d'énergie en France. » (Voir les schémas précédents).

**MIX DE CONSOMMATION FRANÇAIS EN 2017**

	<b>Consommation finale</b>		<b>%</b>
Pétrole	67,2 Mtep	780,8 TWh	44,0
Gaz	31,8 Mtep	369,4 TWh	21,0
Charbon	1,7 Mtep	20,0 TWh	1,0
<b>Total énergie fossile</b>	<b>100,6 Mtep</b>	<b>1 170,2 TWh</b>	<b>66,0</b>
<b>Nucléaire</b>	<b>27,2 Mtep</b>	<b>316,8 TWh</b>	<b>18,0</b>
Bois chauffage	9,7 Mtep	112,8 TWh	6,0
Hydraulique	4,8 Mtep	55,2 TWh	3,0
Éolien	1,9 Mtep	22,5 TWh	1,0
Photovoltaïque	0,7 Mtep	8,4 TWh	0,0
Chaleur	5,2 Mtep	60,5 TWh	3,0
Biocarburants	2,3 Mtep	26,7 TWh	1,0
Biogaz	0,1 Mtep	1,2 TWh	0,0
Autres renouvelables (déchets, ...)	1,0 Mtep	11,6 TWh	1,0
<b>Total énergie renouvelable</b>	<b>25,7 Mtep</b>	<b>299,0 TWh</b>	<b>17,0</b>
<b>Total consommation finale</b>	<b>153,6 Mtep</b>	<b>1 786,0 TWh</b>	<b>100,0</b>

### MIX ÉLECTRIQUE FRANÇAIS

<b>Total électricité</b>	<b>38,0 Mtep</b>	<b>441,9 TWh</b>	<b>100,0</b>
<b>Nucléaire</b>	27,2 Mtep	316,8 TWh	71,7
<b>Hydraulique</b>	4,8 Mtep	55,2 TWh	12,5
<b>Gaz</b>	2,2 Mtep	25,2 TWh	5,7
<b>Éolien</b>	1,9 Mtep	22,5 TWh	5,1
<b>Photovoltaïque</b>	0,7 Mtep	8,4 TWh	1,9
<b>Bioénergies</b>	0,7 Mtep	8,0 TWh	1,8
<b>Charbon</b>	0,4 Mtep	4,9 TWh	1,1
<b>Fioul</b>	0,2 Mtep	1,8 TWh	0,4

**La priorité doit être de décarboner notre mix énergétique, pour assurer notre indépendance énergétique comme pour atteindre la neutralité carbone à l’horizon 2050.** Il convient de bien souligner que nous ne substituerons pas une source d’énergie au pétrole mais un panel de solutions alternatives, ce qui rend la situation d’autant plus complexe à analyser et à présenter.

Le recours aux vecteurs d’énergie (électricité, bio-gaz ou gaz décarboné et chaleur) doit se substituer davantage aux usages directs de produits pétroliers dans les bâtiments et les transports. Pour produire ces vecteurs, il est essentiel de substituer aux énergies fossiles un ensemble de ressources renouvelables disponibles sur notre territoire.

## B. QUANTIFIER ET PLANIFIER

La transition énergétique doit se fonder sur une meilleure quantification, c’est-à-dire une évaluation précise des gisements potentiels de chaque filière renouvelable, en fonction de la ressource naturelle disponible et des contraintes topologiques et sociales. Elle doit également reposer sur une meilleure planification pour davantage de cohérence de l’action publique dans le temps.

### 1. Mieux quantifier les gisements disponibles

**Les contraintes à prendre en compte pour mesurer le gisement disponible sont spécifiques à chaque énergie :** il peut s’agir, par exemple, des conditions météorologiques et du degré d’acceptabilité sociale (pour le solaire photovoltaïque ou l’éolien) ou de la surface alimentaire (pour la biomasse).

**Le projet de programmation pluriannuelle de l’énergie (PPE)<sup>(1)</sup> évalue un certain nombre de gisements d’énergies renouvelables. Néanmoins, cette évaluation est lacunaire :**

(1) « Stratégie française pour l’énergie et le climat. Programmation pluriannuelle de l’énergie 2019-2023 / 2025-2028 », mis en ligne pour consultation publique en janvier 2019.

– les **hypothèses utilisées** pour le calcul des gisements ne sont pas explicitées ;

– les **horizons temporels retenus** pour le calcul des gisements ne sont pas harmonisés ;

– souvent, comme dans le cas de l'hydroélectricité, **le potentiel évalué est un potentiel technique**, qui ne tient pas compte des contraintes environnementales ou économique des projets. Le projet de PPE précise que le tableau ci-dessous est constitué de données provenant « *d'un rapport évaluant les gisements<sup>(1)</sup> complété par une évaluation du potentiel de production d'électricité supplémentaire qui pourrait être généré par le suréquipement et la modernisation de centrales concédées existantes à l'horizon 2028, ainsi que du potentiel de l'équipement de l'ensemble des moulins pour la production électrique.* » Le potentiel réel est donc « *sensiblement inférieur* » :

Potentiel			Total	Dont hors liste 1
Centrales nouvelles	Concessions (sites vierges)	>10MW	Env. 2 090 MW	Env. 370 MW
		<10MW		Env. 120 MW
	Autorisations	Sites vierges	Env. 750 MW	Env. 170 MW
		Sites existants (barrages non équipés), hors moulins	Entre 260 et 470 MW	
		Sites existants (barrages non équipés), moulins	Env. 350 MW	
Suréquipement et modernisation de centrales concédées existantes à horizon 2028			Env. 400 MW	

*Tableau 23 : Potentiel de capacités hydroélectrique (MW)*

Source : projet de PPE

– **certaines estimations ne sont pas complètes** : ainsi, l'évaluation du potentiel d'énergie photovoltaïque au sol et sur parking n'a été réalisée, par le Centre d'études et d'expertise sur les risques, l'environnement, la mobilité et l'aménagement (Cerema), que sur des terrains ne présentant pas de conflit d'usage dans les régions du sud de la France. Pour ce qui est du potentiel de récupération de chaleur des eaux usées, seule l'évaluation du gisement en Île-de-France figure dans le projet de PPE ;

– le gisement disponible pour chaque énergie renouvelable doit être davantage **comparé avec les besoins de consommation estimés**.

(1) Connaissance du potentiel hydroélectrique français, synthèse, disponible sur :

[https://www.ecologiquesolidaire.gouv.fr/sites/default/files/potentiel%20hydro\\_synth%C3%A8se%20publique\\_vf.pdf](https://www.ecologiquesolidaire.gouv.fr/sites/default/files/potentiel%20hydro_synth%C3%A8se%20publique_vf.pdf)

**GISEMENTS DISPONIBLES ESTIMÉS DANS LE PROJET DE PPE**

<b>Énergie</b>	<b>Gisement disponible</b>	<b>Source</b>
Solaire photovoltaïque (toiture)	350 000 hectares, ce qui correspond à plus de 350 TWh	Ademe
Solaire photovoltaïque (au sol)	Entre 25 gigawatts (GW) (scénario « Acceptabilité sociale modérée ») et 47 GW	Ademe
Solaire thermique	6 TWh à l'horizon 2050	DGEC
Éolien terrestre	Entre 61 GW (scénario « Acceptabilité sociale modérée ») et 174 GW	Ademe
Chaleur fatale (chaleur résiduelle issue d'un procédé et non utilisée par celui-ci)	- le gisement technique de chaleur fatale industrielle à plus de 30 °C est estimé à 109 TWh - le gisement national de chaleur fatale issue d'unités de traitement des déchets ménagers (hors optimisation des unités existantes), des stations d'épuration et des data centers est estimé à 8,4 TWh - les combustibles solides de récupération sont susceptibles de participer au développement de la chaleur de récupération dans les réseaux de chaleur et de froid à hauteur de 1,7 TWh.	DGEC
Géothermie	Le potentiel maximum de la géothermie profonde pour la production de chaleur est estimé à 5,8TWh.	DGEC
Hydroélectricité	Un peu moins de 4 GW à l'horizon 2028	DGEC
Biomasse	Le gisement de matières méthanisables à l'horizon 2035 est évalué à 100 Mt, à savoir 50 Mt d'effluents d'élevage, 46 Mt de matières végétales et 3 Mt de déchets ménagers, correspondant au total à 70 TWh d'énergie primaire.	Ademe
Carburants de synthèse	L'évaluation ne semble pas avoir été réalisée.	

**Les estimations sont disparates, non coordonnées et difficiles à consolider. Votre rapporteur insiste de manière plus générale sur l'importance, pour éclairer les choix politiques, que les travaux d'experts soient toujours accompagnés de rapports vulgarisés et synthétiques à destination des élus.**

**Votre rapporteur insiste sur l'importance d'évaluer encore plus précisément le gisement de biomasse disponible** afin de mieux connaître les besoins de consommation qui pourront réellement être couverts par cette source d'énergie. Pour rappel, la biomasse est la fraction biodégradable des produits, déchets et résidus provenant de l'agriculture, y compris les substances végétales et animales issues de la terre et de la mer, de la sylviculture et des industries connexes, ainsi que la fraction biodégradable des déchets industriels et ménagers. Le projet de Stratégie nationale bas carbone (SNBC) <sup>(1)</sup> montre malheureusement, dans le scénario de référence pour 2050, un dépassement de la consommation de ressources en biomasse (consommation de 460 TWh) vis-à-vis du potentiel de production de ressources en biomasse (potentiel de 430 TWh). Il est indiqué que « *des travaux ultérieurs à la SNBC permettront d'ajuster le scénario sur ce point particulier.* » Le suivi et l'articulation des usages de la biomasse deviennent des enjeux importants.

(1) *Projet rendu public en décembre 2018.*

Certaines évaluations ont d'ores et déjà été réalisées, notamment par l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (Ademe).

**Nous savons ainsi que la France dispose d'une ressource en biomasse forestière importante, mais difficile à mobiliser.** La France possède le troisième massif forestier d'Europe (17 millions d'hectares) mais ne prélève aujourd'hui que 50 % de l'accroissement forestier. Le morcellement parcellaire et le nombre élevé de propriétaires privés à impliquer peuvent expliquer, en partie, la difficile mobilisation de cette biomasse.

**Les ressources agricoles disponibles pour les usages non alimentaires sont plus difficiles à évaluer** car elles rentrent assez vite en concurrence avec les usages classiques (notamment alimentaire). L'Ademe estime que 6 % de la surface agricole française – qui représente 28 millions d'hectares – est aujourd'hui consacrée aux usages non alimentaires (dont 4 % pour les biocarburants). À titre de comparaison, l'Allemagne, qui a donné un signal politique fort ces dernières années sur l'importance des cultures énergétiques, consacre 14 % de son assolement aux usages énergétiques.

**Il est difficile de connaître avec certitude les surfaces qui pourront être affectées aux usages énergétiques.** Les résultats des études prospectives diffèrent. Les surfaces agricoles potentiellement mobilisables pour l'énergie dépendent, en effet, de différents facteurs structurants comme l'évolution des régimes alimentaires ou le niveau d'artificialisation des sols. Si des progrès techniques sont en cours, les impacts à venir du changement climatique sont encore trop peu connus, notamment les impacts sur la ressource en eau dans certaines régions. **L'Ademe estime qu'en 2050, les surfaces agricoles dédiées à la production d'énergie (méthanisation, biocarburants) et de matériaux biosourcés pourraient monter à 9 % de la surface agricole utile (soit environ 2,33 millions d'hectares).**

**Le gisement de biomasse disponible doit également être réévalué dans une perspective de neutralité carbone.** La mobilisation de la biomasse agricole et forestière doit être mise en balance avec le stockage du carbone dans les sols.

Au niveau national, la stratégie nationale de mobilisation de la biomasse (SNMB), qui découle de la PPE, a été approuvée en mars 2018 et devra être révisée au plus tard un an après la révision de la PPE. Mais l'évaluation du gisement disponible au niveau national n'est pas suffisante : **une estimation du potentiel de chaque région, par énergie, gagnerait à être élaborée rapidement, par le biais des schémas régionaux biomasse** introduits par la loi relative à la transition énergétique pour une croissance verte <sup>(1)</sup>, et dont la finalisation devrait, selon votre rapporteur, être considérablement accélérée.

---

(1) Voir le décret n° 2016-1134 du 19 août 2016 relatif à la stratégie nationale de mobilisation de la biomasse et aux schémas régionaux biomasse a été pris en application de cet article et de l'article 197 de la loi.

On observera que, nécessairement, les schémas régionaux biomasse, en voie d'élaboration, ne pourront pas tenir compte de la prochaine PPE. Les temps de réalisation des documents de planification territoriaux ne permettent pas une déclinaison rapide des objectifs nationaux au niveau territorial. Par ailleurs, comme cela a été rappelé dans la première partie du rapport, la logique d'élaboration des schémas biomasse **ne saurait être uniquement descendante**. Il conviendrait également que **les analyses ressortant de ces schémas soient prises en compte dans le projet de PPE**. Les contraintes territoriales (relief, occupation du sol, enjeux environnementaux, paysagers, risques naturels, servitudes, éloignement des habitations, zones naturelles protégées, contraintes radar, couloirs d'aviation, orientation des toitures, etc.) sont souvent très différentes et les territoires sont les mieux à même de les appréhender.

L'implication de l'échelon territorial pertinent est également un atout important pour une meilleure acceptabilité sociale des planifications.

Votre rapporteur se félicite néanmoins de ce que son amendement, prévoyant une meilleure quantification des gisements d'énergies renouvelables, ait été adopté en commission des affaires économiques lors du débat sur le projet de loi relatif à l'énergie et au climat. Il sera particulièrement vigilant sur ce sujet lors de l'élaboration de la prochaine PPE.

**Proposition : Mieux quantifier les gisements d'énergies renouvelables disponibles**

- Les estimations doivent être moins disparates et mieux coordonnées, accompagnées de documents synthétiques à destination des élus pour éclairer les choix politiques ;
- Estimer, dans la PPE, en plus du potentiel technique, le potentiel réel de chaque énergie ;
- Pour chaque énergie, estimer le potentiel de production par région ;
- Accélérer l'élaboration et assurer la coordination nationale des schémas régionaux biomasse ;
- Expliciter, en annexe de la PPE, les hypothèses retenues pour le calcul des potentiels de gisements ;
- Réévaluer le gisement de biomasse dans une perspective de neutralité carbone et mieux expliciter les hypothèses retenues.

## **2. S'appuyer sur la planification territoriale**

Tous les acteurs auditionnés par la mission étaient unanimes sur ce point : **la transition énergétique s'effectue de plus en plus à l'initiative des territoires**, dans une logique de valorisation de leurs ressources. Même les territoires les plus petits ou les moins bien dotés en termes d'ensoleillement ou de vent, peuvent mettre en place de très beaux projets de production renouvelable.

Si l'identification des gisements locaux d'énergie est essentielle, la planification territoriale l'est tout autant. Comme l'a souligné M. Laurent Michel, directeur général de l'énergie et du climat (DGEC), à propos du photovoltaïque,

*« on ne peut se contenter de faire la chasse aux terrains pour installer les équipements, sans vision d'ensemble, sans collaboration avec les collectivités pour utiliser au mieux les friches, les décharges, les délaissés. Il faut construire une politique cohérente, non implanter des panneaux solaires en fonction du seul foncier disponible »*<sup>(1)</sup>.

**Une absence de planification territoriale peut, en soi, constituer un frein à la transition énergétique.** Ainsi, les acteurs auditionnés par la mission ont souligné que dans le domaine de l'éolien en mer, *« l'État français a fait un peu les choses à l'envers »*<sup>(2)</sup>. Les appels d'offres de 2011 et 2013 ont été lancés avant même que ne soient élaborés les documents stratégiques de façade et donc identifiées, par les collectivités, les zones propices au développement de projets éoliens en mer. De ce fait, le choix des zones a suscité de vives contestations sur le terrain. Là encore, l'explicitation des enjeux stratégiques locaux détermine pour une bonne part l'acceptabilité des projets par les riverains.

**Une meilleure planification territoriale passe principalement par les documents d'urbanisme existants.** L'exemple de l'éolien est parlant. Votre rapporteur estime que les zones de développement éolien (ZDE), qui ont été supprimées en 2013, présentaient un réel intérêt : ces zones, définies sur proposition des communes concernées et délimitées par arrêté préfectoral, permettaient de favoriser une intégration harmonieuse de l'énergie éolienne. Il ne s'agit pas aujourd'hui de réintroduire les ZDE, le mille-feuilles des documents d'urbanisme étant déjà suffisamment complexe. Il s'agit néanmoins de permettre aux collectivités de mieux s'approprier les documents d'urbanisme existants pour planifier de manière optimale l'implantation d'éoliennes sur le territoire. Il existe d'ailleurs aujourd'hui des schémas régionaux éolien (SRE), volets annexés aux SRCAE, qui sont intégrés au sein du SRADDET. La DGEC a indiqué publier *« des guides pour expliquer aux collectivités comment utiliser les documents d'urbanisme si elles souhaitent aider l'éolien ou, à l'inverse, préserver certains secteurs »*<sup>(3)</sup>. **Une meilleure communication autour de ces guides gagnerait à être faite auprès des collectivités.**

**Le potentiel des énergies renouvelables gagnerait à être parfois mieux valorisé dans les plans locaux d'urbanisme.** Ainsi, par exemple, les collectivités sont trop peu nombreuses à étudier la possibilité d'installer un réseau de chaleur. L'Ademe recommande<sup>(4)</sup> aux collectivités d'intégrer une réflexion le plus en amont possible sur la possibilité de mettre en place un réseau de chaleur, dans le cadre de la planification énergétique territoriale. Selon l'association Amorçe<sup>(5)</sup>, un

---

(1) Audition du 11 octobre 2018.

(2) Citation de M. François Piccione, coordinateur du réseau Océans, mers et littoraux de France nature environnement (FNE) lors de son audition du 17 janvier 2019.

(3) Audition du 17 janvier 2019.

(4) « Les réseaux de chaleur alimentés par des énergies renouvelables et de récupération (EnR&R) », décembre 2017, Ademe.

(5) Audition du 21 mars 2019.

tiers des études de faisabilité sur le potentiel de développement d'un réseau de chaleur déboucherait sur la création d'un tel réseau.

**Votre rapporteur appelle de ses vœux l'élaboration d'un plan hydrogène dans chaque région**, à l'image du « Plan Hydrogène » récemment adopté par la région Normandie. Il est nécessaire de mieux connaître les débouchés actuels et les potentiels et les besoins de chaque territoire en matière d'hydrogène.

#### **Méthanisation et planification : l'exemple du Maine-et-Loire**

Le conseil départemental de Maine-et-Loire a confié en mars 2015, à la chambre d'agriculture la réalisation d'un schéma départemental de développement de la méthanisation. Grâce au recensement des unités en fonctionnement ou en passe de l'être, ainsi que des opportunités de développement par territoire, ce schéma estime possible l'installation de 49 méthaniseurs d'ici 2030.

**Le dialogue avec les gestionnaires de réseaux est indispensable dans le cadre de cette planification**, comme le souligne M. François Brottes, président de Réseau de transport d'électricité (RTE) : *« si le technicien que nous sommes, en lien avec les distributeurs, est capable d'indiquer aux élus politiques les éléments techniques capables d'accélérer le développement à tel endroit, cela rationalise le débat et évite de découvrir qu'une zone déterminée ne sera pas raccordable avant dix ans. »*<sup>(1)</sup> Il serait opportun de réfléchir à la concomitance des schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR) et des SRADDET.

#### **Proposition : Mieux planifier le mix de production au niveau territorial**

- Valoriser davantage le potentiel d'énergies renouvelables dans les documents d'urbanisme ;
- Évaluer l'opportunité de rendre concomitants les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR) et les SRADDET ;
- Inciter toutes les régions à adopter leur propre plan de développement de l'hydrogène.

L'existence de planifications territoriales n'est pas suffisante : une bonne articulation avec la planification nationale est essentielle.

**L'État doit garantir la solidarité entre les collectivités**, en permettant à chacune d'entre elles de bénéficier des financements nécessaires à la transition énergétique, sur la base de ses besoins et objectifs propres.

**L'État doit également s'assurer de la cohérence entre les actions menées par l'ensemble des collectivités territoriales, comme cela a été démontré dans la première partie du rapport.**

---

(1) Audition du 21 mars 2019.

L'engagement résolu des collectivités locales dans la mise en œuvre de la transition énergétique doit être soutenu. **Pour autant, il s'agit moins de viser l'autosuffisance de chaque territoire que leur interdépendance harmonieuse.**

Il est nécessaire de construire un processus politique qui permette d'harmoniser les programmations entre elles. Il pourrait être opportun de fixer, dans la PPE, des objectifs de production d'énergies renouvelables par région.

**Inversement, la politique énergétique nationale gagnerait à s'appuyer davantage sur ce qui est fait dans les territoires. L'État ne peut se contenter de fixer seul des objectifs qui seraient « hors-sols ».** Comme l'a indiqué le directeur général des services de la commune du Menée, *« cela signifie qu'il faut reconnaître le bien-fondé des petites choses, qui peuvent commencer au bout de la rue et pas forcément pas avec des unités de méthanisation ou des parcs éoliens à 15 millions d'euros. C'est le petit comportement et l'accompagnement de la petite chose qui font que, au final, ça fait système et que ça fonctionne. Or, aujourd'hui ce n'est pas connu, reconnu, intégré dans les politiques nationales »*<sup>(1)</sup>.

Cette meilleure articulation des planifications pose nécessairement la question des appels d'offres pour les énergies renouvelables. Ces appels d'offres sont nationaux et entraînent une concentration géographique et, parfois, des difficultés d'acceptation sociale. **Une des préconisations qui pourrait être faite serait de régionaliser une partie des appels d'offres, à budget constant,** afin de ne pas augmenter le coût de soutien aux EnR pour la collectivité.

**Proposition : Mieux articuler les différents niveaux de planification pour les EnR**

- Consulter les parties prenantes sur l'opportunité de fixer, dans la PPE, des objectifs de production d'énergies renouvelables par région ;
- Régionaliser une partie des appels d'offres, à budget constant.

### **3. Réfléchir aux meilleurs usages pour chaque énergie**

**Il est aujourd'hui nécessaire de se poser la question des meilleurs usages pour chaque énergie,** et ce d'autant plus que les budgets sont contraints et les ressources limitées. **De plus, plus les technologies progressent, et plus les filières deviennent poreuses.** Ainsi, par exemple, les usages de la biomasse sont de plus en plus nombreux, et toutes les filières s'appuient sur la même ressource. Notre approche du *mix* énergétique doit être profondément révisée : *« nous allons connaître prochainement un panel de productions et d'utilisations d'énergies aux entrecroisements multiples »*<sup>(2)</sup> a ainsi indiqué le représentant de France Gaz Renouvelables lors de son audition.

---

(1) Audition du 9 mai 2019.

(2) Audition du 15 octobre 2018.

**La question des usages se pose différemment aujourd’hui car nous sommes désormais en capacité technique de transporter l’énergie depuis ses lieux de production vers les zones de forte consommation sous forme de molécules plutôt que sous forme d’électrons.** Comme l’a indiqué l’Agence internationale de l’énergie auditionnée par la mission, « *avec du solaire, du vent et de l’hydroélectricité, on peut fabriquer de l’hydrogène et le transformer immédiatement dans des formes plus commodes, correspondant à ses usages finaux* »<sup>(1)</sup>. La massification de ces procédés devra permettre leur diffusion à moyen terme, les coûts de production demeurant à ce jour supérieurs à ceux des énergies fossiles.

#### ***a. La nécessaire articulation des usages***

Comme l’a bien expliqué l’Agence de l’environnement et de la maîtrise de l’énergie (ADEME) lors de son audition, **il convient de s’interroger sur l’articulation des usages plutôt que sur leur hiérarchisation**, en fonction de leur rendement, de leur facilité de production, des moments, de la situation des gisements et des besoins de tel ou tel territoire. « *La question de l’articulation doit être considérée d’une manière pragmatique en fonction des situations, des productions et des besoins locaux* »<sup>(2)</sup> a ainsi indiqué M. Chabrillat, directeur des productions et énergies durables.

**La cartographie des flux d’énergie au niveau local est particulièrement utile.** Le Club STEP (synergies pour la transition énergétique par la planification), travaille depuis 2016 sur la question des données énergétiques territoriales. Dans son dernier rapport<sup>(3)</sup>, le Club recommande, pour favoriser l’aide à la décision, de représenter le diagnostic de l’existant et l’identification des potentiels sous forme de diagramme de flux permettant de visualiser les sources de production et de consommation d’énergie.

---

(1) Audition du 7 mars 2019.

(2) Audition du 7 mars 2019.

(3) « *Etude des potentiels, un atout pour bâtir une stratégie territoriale* », Rare, Atmo France, Cerema, janvier 2019.

### **La cartographie des flux d'énergie et de matières : l'exemple de Dunkerque**

La communauté urbaine de Dunkerque, dans laquelle s'est rendue la mission d'information, a lancé une étude de flux (énergie, eau, déchets...) auprès de nombreuses entreprises du territoire. Depuis 1982, à la chaleur issue des installations industrielles d'ArcelorMittal d'être récupérée pour alimenter en chauffage et en eau chaude sanitaire l'équivalent de 16 000 logements. À l'automne 2020, l'équivalent de 3 000 logements supplémentaires sera alimenté en chauffage et en eau chaude sanitaire grâce à cette chaleur fatale.

La communauté urbaine a développé une approche d'ensemble d'« énergie créative », fondée sur la valorisation des co-produits industriels et des déchets, dessinant, en quelque sorte, le cadre d'une industrie circulaire.

Cette approche est pilotée par la collectivité, qui met les acteurs en réseau et leur fournit les outils pour identifier les cycles de récupération pouvant être mis en œuvre. Ainsi, le point essentiel de la démarche réside dans la cartographie des flux de matières et d'énergies, la « toile industrielle », réalisée par l'agence d'urbanisme et de développement de la région Flandres-Dunkerque au bénéfice des acteurs.

**Une telle cartographie peut permettre de faire émerger les acteurs industriels comme des opérateurs énergétiques territoriaux.** Les exemples sont de plus nombreux. Ainsi, Mme Catherine Trautmann, vice-présidente de l'Eurométropole de Strasbourg a indiqué à la mission <sup>(1)</sup> qu'une pompe alimentant en hydrogène les véhicules du Parlement européen serait prochainement installée grâce à l'hydrogène fatal émis sur le territoire portuaire. Votre rapporteur souligne néanmoins qu'utiliser la chaleur fatale ou l'hydrogène fatal de grosses industries, comporte des risques en cas de disparition de ces industries. Symétriquement, l'industriel a nécessairement besoin, pour sa part, de sécuriser les débouchés pour ses sous-produits. **L'Ademe a indiqué lors de son audition travailler sur des solutions assurantielles pour limiter de tels risques :** « *Dans un premier temps, est venue l'idée d'un fonds de garantie, mais après avoir exploré un panel de solutions un peu plus large, nous travaillons sur des mécanismes financiers capables de couvrir le risque. On pense à la disparition de l'industrie qui alimente le réseau de chaleur, mais il peut aussi arriver que le voisin alimenté par l'industriel disparaisse, en sorte que celui-ci n'ait plus de débouché. Il existe des solutions assurantielles compliquées à monter pour des raisons de nature de risque, mais le sujet est identifié. Les professionnels, notamment ceux de la FEDENE, nous en avaient saisis, il y a plusieurs années. Ils participent d'ailleurs à nos travaux.* » <sup>(2)</sup> Un tel travail est essentiel et doit être soutenu.

**De telles cartographies sont également parfois réalisées au niveau transfrontalier et doivent être encouragées.** Là encore, l'exemple de l'Eurométropole de Strasbourg mérite d'être mis en avant. Ainsi, Mme Catherine Trautmann indiquait à la mission le 21 mars 2019 : « *Quant au projet industriel avec l'aciérie de Kehl, dont les fours électriques particulièrement efficaces*

---

(1) Audition du 21 mars 2019.

(2) M. Rémy Chabrilat, audition du 21 mars 2019.

*consomment en une journée le potentiel électrique de la ville de Stuttgart, il pourrait fournir une grande partie de notre besoin, en produisant une chaleur comparable à celle de la géothermie, à 200 degrés. Nous sommes en discussion. L'opération peut être « gagnante-gagnante » avec le Land, le ministère, l'ADEME, son équivalent allemand, et un accord de garantie auquel nous sommes en train de travailler. »* La mission a, au cours de son déplacement à Berlin, pu confirmer l'importance de ce projet dans le cadre de la coopération franco-allemande au cours de son entretien avec la Deutsche Energie-Agentur GmbH (DENA), agence allemande de l'énergie. Ainsi, cette opération bénéficie du soutien de l'Eurométropole de Strasbourg, de la ville de Kehl, de la région Grand-Est et du Land de Baden-Wurtemberg. Il permettrait l'approvisionnement en chaleur de 4 500 foyers français, pour un coût d'investissement évalué à 25 millions d'euros et une réduction potentielle annuelle des émissions de CO<sub>2</sub> évaluée entre 10 000 et 30 000 tonnes.

***b. La concurrence entre les usages : l'exemple de la biomasse et du biogaz***

• *La biomasse*

**Les usages de la biomasse sont multiples.** Hormis les usages alimentaires et pour la fumure des champs, la biomasse est utilisée comme combustible et comme matériau.

– La biomasse peut être utilisée comme **biomatériau** traditionnel ou innovant mais également comme matière première dans le secteur de la chimie.

– La biomasse sert aussi à la **création de biocarburants**. Les huiles de colza, tournesol, soja ou palme sont les matières premières de base pour fabriquer du biodiesel. Le bioéthanol est aujourd'hui produit à partir de la fermentation de blé, maïs, betterave, canne à sucre ou marc de raisin.

– Enfin, la biomasse est utilisée comme biocombustible pour **produire de la chaleur et de l'électricité**. Cette production provient de trois filières énergétiques : les installations de combustion de matières végétales et animales, les usines d'incinération d'ordures ménagères, les installations de production de biogaz.

**Il existe donc une véritable concurrence entre les usages de la biomasse qui est insuffisamment abordée par le projet de PPE.** Ce dernier ne fait qu'indiquer la volonté d'« *engager un travail pour améliorer l'articulation de l'offre et de la demande en biomasse* ». Comme le souligne très bien le rapport du Conseil économique, social et environnemental (CESE)<sup>(1)</sup>, « *cela paraît très insuffisant au regard du rôle majeur que cette ressource est appelée à jouer à l'avenir dans la production de chaleur, de gaz et de carburants renouvelables* ».

---

(1) « *Avis sur les projets de Stratégie nationale bas-carbone et de Programmation pluriannuelle de l'énergie* », Conseil économique, social et environnemental, avril 2019.

Le projet de PPE gagnerait à définir le niveau optimal d'exploitation de la biomasse sur les différents territoires, à préciser davantage les conditions dans lesquelles tel ou tel usage est à privilégier (en fonction des infrastructures existantes, des productions, des besoins locaux...).

#### **Quel usage pour la biomasse : l'exemple de l'île de Samsø au Danemark**

La petite île danoise de Samsø, comparable en taille à Belle-Île en mer, est auto-suffisante en énergie renouvelable. Y sont installés 11 éoliennes terrestres, 10 éoliennes off-shore ainsi que plusieurs chaufferies et un réseau dense de distribution de chaleur. Dans le nord de l'île, un parc solaire thermique est combiné avec une chaudière à copeaux de bois. Dans le centre et le sud, des petites centrales utilisent un combustible dérivé de la paille. L'île a récemment décidé que les trois ferries utilisant le fuel qui assurent les liaisons avec l'île principale doivent progressivement être remplacés par des bateaux fonctionnant avec du biogaz. Une partie des centrales biomasse utilisées actuellement pour produire de la chaleur sera donc désormais arrêtée afin de pouvoir utiliser la paille en méthanisation. Puisque la production d'électricité renouvelable est importante sur l'île, des systèmes de pompes à chaleur fonctionnant à l'électricité se substitueront aux chaudières à paille pour le chauffage des habitations.

**L'ensemble des acteurs auditionnés ont insisté sur l'importance de considérer la biomasse, non pas seulement comme une source d'énergie, mais également comme un puits de carbone.**

Grâce à la photosynthèse, lorsque l'on brûle de la biomasse et tant que l'on ne dépasse pas son accroissement naturel, la ressource est préservée. La combustion restitue la même quantité de dioxyde de carbone que celle qui a été absorbée durant la croissance de la biomasse.

La méthanation<sup>(1)</sup> augmente la production de méthane en injectant de l'hydrogène dans les méthaniseurs.

- *Le biogaz*

**La question, plus spécifique, de l'articulation des usages du biogaz a également été posée.** Une fois le biogaz produit, quatre usages sont envisageables : la combustion dans une chaudière pour la production de chaleur ; la combustion du biogaz dans un moteur de cogénération pour l'injection d'électricité sur le réseau de distribution et la production de chaleur ; l'injection du biogaz (biométhane) après épuration, qui peut ainsi être utilisé comme combustible ou comme carburant.

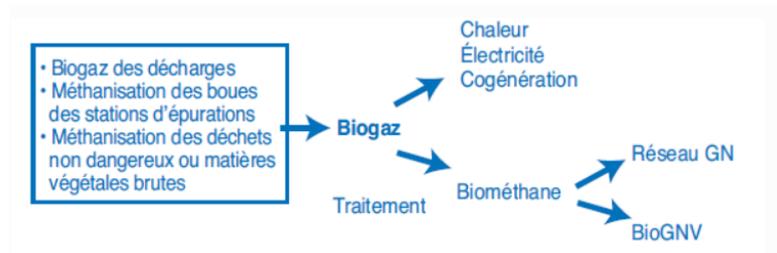
Il est aussi possible de mélanger 80 % de biométhane avec 20 % d'hydrogène et d'utiliser ce gaz comme combustible de chauffage ou comme

---

(1) La méthanation est un procédé industriel consistant à faire réagir du dioxyde de carbone ou du monoxyde de carbone avec de l'hydrogène afin de produire du méthane et de l'eau.

carburant de véhicule (à l'image de ce qui a été réalisé à la communauté urbaine de Dunkerque – *infra*).

#### MODES DE PRODUCTION ET DE VALORISATION DU BIOGAZ



\* GN : gaz naturel

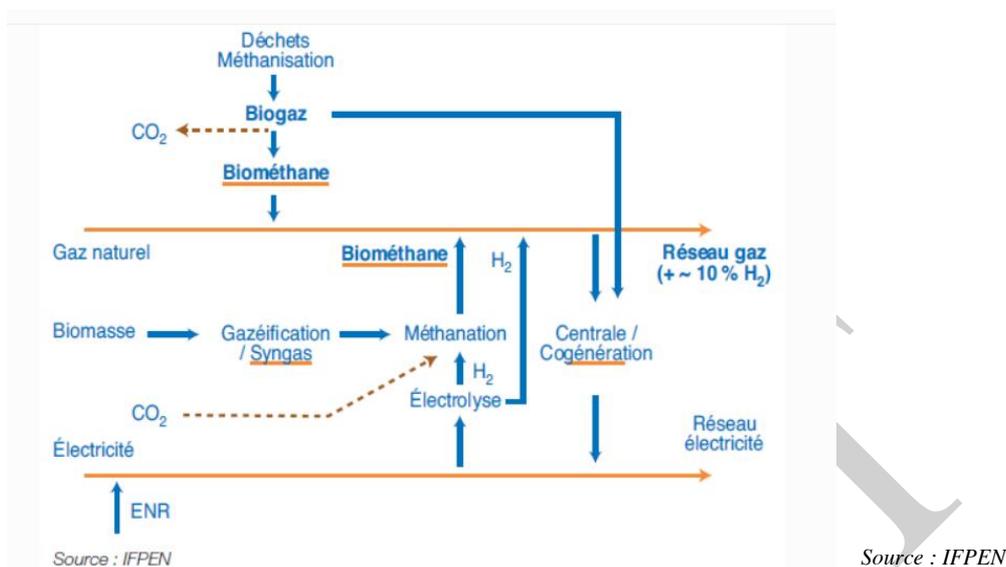
Source : IFPEN

**Le projet de PPE fixe une orientation : la priorité est donnée aux installations produisant du biogaz à injecter dans les réseaux de gaz existants, ainsi qu'à l'utilisation directe sous forme de bio-GNV, c'est-à-dire de carburant pour les véhicules.** La production d'électricité ou de chaleur à partir de biogaz doit être réservée aux cas où les deux autres usages ne sont pas possibles. Les acteurs auditionnés par la mission approuvent cette orientation.

**Pour votre rapporteur, le projet de PPE n'aborde pas suffisamment la question de l'articulation entre les différents usages du biogaz.** Cette question ne fait pas consensus. Alors que l'Association négaWatt préconise l'utilisation du biogaz pour les véhicules et des pompes à chaleur électriques pour le chauffage, d'autres, comme M. Cédric Philibert, analyste division des énergies renouvelables de l'Agence internationale de l'énergie (AIE), insistent sur le fait que les besoins en chauffage ne pourront pas uniquement être couverts par l'électricité, même avec des pompes à chaleur efficaces : « *c'est risquer de surbâtir le système électrique aux dépens des réseaux de gaz, au moins dans les centres urbains* »<sup>(1)</sup>. **Votre rapporteur estime que le développement d'un vecteur gaz décarboné suppose une réaffectation radicale du rôle du gaz dans la structure d'énergie finale, aujourd'hui dominé par les usages thermiques, résidentiel et tertiaire.** L'usage du biogaz pour la mobilité mériterait d'être considérablement développé même s'il faut garder une part de chauffage au gaz en combinaison avec les pompes à chaleur pour écrêter les pointes de froid. Ces orientations gagneraient à faire partie du débat public.

(1) Audition du 7 mars 2019.

## INTÉGRATION DU BIOGAZ ET DU BIOMÉTHANE DANS UN SCHEMA GLOBAL



**Proposition : Généraliser les cartographies de flux d'énergies et de matières pour une « industrie circulaire »**

- Inciter les collectivités à élaborer une cartographie des flux d'énergie et de matières.

**Proposition : Mieux maîtriser l'articulation des usages d'une même source d'énergie**

- S'interroger davantage, dans les documents de planification, sur l'articulation des usages possibles d'une même source d'énergie. Par exemple, le développement d'un vecteur gaz décarboné suppose une réaffectation radicale du rôle du gaz dans la structure d'énergie finale, aujourd'hui dominé par les usages thermiques, résidentiel et tertiaire.

La transition énergétique appelle, au-delà de la quantification et de la planification, un développement fort des énergies renouvelables.

### C. LEVER LES FREINS AU DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES

Les énergies renouvelables sont les énergies dérivées de processus naturels en perpétuel renouvellement. Les EnR purement électriques comprennent l'hydraulique, l'éolien, l'énergie marémotrice, le solaire photovoltaïque. Les énergies renouvelables thermiques (EnRt) comprennent le bois de chauffage (ramassé ou commercialisé), les résidus de bois et de récoltes incinérés, les déchets urbains et industriels d'origine biologique incinérés, le biogaz, les biocarburants, le solaire thermique, la géothermie, valorisée sous forme de chaleur ou d'électricité, et les pompes à chaleur.

## 1. La politique française de soutien aux énergies renouvelables

Le développement des EnR bénéficie d'un soutien important de l'État, soit en amont lors de la phase de recherche et développement, soit en aval, lors de la phase d'industrialisation. **La dynamique des dépenses publiques de soutien aux EnR est forte.** Ce soutien représentait 5,3 milliards d'euros en 2016 et devrait représenter 7,5 milliards d'euros en 2023 <sup>(1)</sup>.

### a. Une diversité de dispositifs de soutien

#### i. les dispositifs de soutien à l'offre des filières

Ces dispositifs reposent notamment sur des appels à projets de R&D et sur le soutien aux démonstrateurs et opérations pilotes à travers les appels à manifestation d'intérêt et appels à projets du programme investissement d'avenir (PIA).

#### ii. les subventions d'exploitation au travers d'obligations d'achat et de mécanismes de compensation (EnR électriques et biogaz)

Pour le soutien au développement des énergies renouvelables électriques et à la cogénération, il existe deux modalités d'attribution du soutien :

– **le guichet ouvert**, qui ouvre pour toute installation éligible un droit à bénéficier d'un soutien ;

– **les procédures de mise en concurrence**, qui peuvent prendre la forme d'appels d'offres ou de dialogues concurrentiels, et dans lesquelles le soutien est attribué aux seuls lauréats de ces procédures.

Au sein de ces dispositifs de soutien, les modalités de rémunération peuvent prendre deux formes différentes : **l'obligation d'achat ou le complément de rémunération**. Dans le cadre de l'obligation d'achat, tout kilowattheure injecté sur le réseau public est acheté par un acheteur obligé à un tarif d'achat, fixé à l'avance. Dans le cadre du complément de rémunération, les producteurs d'énergie renouvelable vendent leur électricité directement sur le marché de gros et reçoivent une prime *ex post*. Cette prime vient compenser l'écart entre les revenus tirés de la vente sur le marché et un niveau de rémunération de référence, fixé selon le type d'installation par la puissance publique dans le cadre d'un arrêté tarifaire ou par le producteur dans le cadre d'une procédure de mise en concurrence.

L'injection du biométhane dans les réseaux de gaz naturel bénéficie d'une obligation d'achat à un tarif réglementé ainsi que d'aides du fonds chaleur de l'Ademe. Le dispositif d'appel d'offres actuellement utilisé dans le domaine de l'électricité renouvelable a été étendu par ordonnance à l'injection du biométhane en avril 2016.

---

(1) « Le soutien aux énergies renouvelables », *Cour des comptes*, mars 2018.

Désormais, la grande majorité des soutiens attribués aux nouvelles installations se fait par appel d’offres et sous la forme d’un complément de rémunération, comme le montre le tableau ci-dessous réalisé par la Cour des comptes <sup>(1)</sup>.

DISPOSITIF DE SOUTIEN PAR TYPE D’ENR ÉLECTRIQUE EN 2017

Guichets ouverts		Appels d’offres (obligation d’achat ou complément de rémunération, obligatoire pour les puissances $\geq 500$ kW )
Obligation d’achat	Complément de rémunération	
photovoltaïque $\leq 100$ kWc		photovoltaïque $> 100$ kWc (contrat d’achat si $< 500$ kWc, complément de rémunération si $\geq 500$ kWc)
éoliennes terrestres (abrogé avril 2017)	installations éoliennes terrestres ne possédant aucune turbine $> 3$ MW et dans la limite de 6 mâts	installations éoliennes terrestres $\geq 7$ mâts ou dont une turbine $> 3$ MW
		éoliennes en mer (dialogue concurrentiel pour nouveaux projets)
biogaz méthanisation traitement eaux usées $< 500$ kW	biogaz méthanisation traitement eaux usées et ISND $\geq 500$ kW et $\leq 12$ MW	
biogaz méthanisation déchets non dangereux et matières végétales brutes et ISND $< 500$ kW		méthanisation $\geq 500$ kW
renouvellement ISND $< 500$ kW	renouvellement ISND $> 500$ kW	bois-énergie $> 300$ kW
	électricité dégagée par le traitement thermique des déchets ménagers	
hydroélectricité $< 500$ kW	hydroélectricité $< 1$ MW renouvellement possible si investissements	hydroélectricité $\geq 500$ kW ( $\geq 35$ kW pour équipement seuil existants), puis seuil relevé à $\geq 1$ MW
	géothermie	

SOURCE : Cour des comptes

La charge pour la collectivité (consommateurs d’électricité et contribuables) liée à ces investissements dans les sources d’électricité renouvelables, telle qu’analysée par la commission de régulation de l’énergie, représente aujourd’hui 5 milliards d’euros par an et pourrait atteindre 7 milliards d’euros par an en 2024. Depuis la réforme de 2016, les dispositifs de soutien aux énergies renouvelables, électriques et biogaz, ne font plus l’objet d’un mécanisme extrabudgétaire, la contribution au service public de l’électricité (CSPE), mais d’un compte d’affectation spéciale soumis au Parlement. Ce compte d’affectation spéciale est financé par l’affectation d’une taxe sur les énergies fossiles, la taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques (TICPE).

(1) « Le soutien aux énergies renouvelables », Cour des comptes, mars 2018.

Les dispositifs de soutien aux énergies renouvelables engagent l'État sur des contrats de longue durée, de 20 à 25 ans pour la plupart, et représentent des enjeux financiers importants. **Les projets, EnR électriques et biogaz, déjà engagés représentent un soutien public de 95 milliards d'euros, sur toute la durée des contrats. Le soutien public à de nouveaux projets prévu par le projet de programmation pluriannuelle de l'énergie est chiffré à 30 milliards d'euros.** Les principales orientations de la programmation pluriannuelle de l'énergie sont un ciblage sur les énergies considérées comme les plus matures, l'éolien terrestre, le solaire photovoltaïque, en particulier au sol, et l'éolien en mer. Le projet de PPE met fin au soutien à de nouveaux projets de cogénération de biomasse, à l'hydrolien, ainsi qu'à la géothermie électrique.

Compte tenu des perspectives d'amélioration de la compétitivité des filières EnR électriques, le coût du soutien public, rapporté à l'énergie produite par ces technologies, a vocation à se réduire.

### iii. les subventions à l'investissement (EnR thermiques)

Le Fonds chaleur, géré par l'Ademe, est l'outil le plus important de soutien à la chaleur renouvelable. Un projet reçoit généralement une aide à l'investissement calculée de façon que le coût de la chaleur produite soit inférieur de 5 % au montant de la solution fossile de référence. Le fonds chaleur intervient sous la forme d'un appel à projets national annuel « Biomasse Chaleur Industrie, Agriculture, Tertiaire » (BICAT) et sous la forme d'aides accordées au niveau régional.

D'après les données fournies par l'Ademe, sur la période 2009-2017, **le Fonds chaleur a permis d'engager 1,9 milliard d'euros pour soutenir près de 4 300 opérations** qui ont généré un montant d'investissement de 5,8 milliards d'euros et une production totale de 25 TWh/an.

Le projet de PPE prévoit de renforcer fortement le Fonds Chaleur dès 2018 avec un budget du Fonds chaleur de 255 millions d'euros en 2018 et 307 millions d'euros en 2019 puis 350 millions d'euros en 2020. Il prévoit également de supprimer l'obligation des avances remboursables pour les projets du fonds chaleur et de les remplacer par des subventions comme le préconisait un récent rapport <sup>(1)</sup> du conseil général de l'économie (CGE) et du conseil général de l'environnement et du développement durable (CGEDD).

Le fonds déchets de l'Ademe, qui finance les projets de méthanisation avec valorisation du biogaz par cogénération, contribue également à soutenir la production d'EnR.

---

(1) « Mission portant sur la transformation des aides à l'investissement du Fonds chaleur en aides à la production de chaleur renouvelable », juin 2018.

iv. **Les dispositifs fiscaux** et plus particulièrement le crédit d'impôt pour la transition énergétique (CITE)

Le CITE, dont le fonctionnement est exposé ci-après dans le présent rapport, incite à l'achat d'équipements destinés à utiliser des énergies renouvelables pour la production de chaleur ou de froid. Le taux de TVA réduit – applicable aux réseaux de chaleur, aux équipements éligibles au CITE et au bois de chauffage – contribue également au développement des EnR.

**b. L'ampleur du soutien à apporter aux énergies renouvelables**

Les prix qui ressortent des arrêtés tarifaires et des appels d'offres sont différents des coûts complets de production tels qu'ils sont évalués dans le but d'éclairer les choix de programmation énergétique. Comme l'indique la Cour des comptes, « *la conduite d'une telle analyse comparée des coûts ne peut pas nécessairement conduire au dimensionnement de tous les objectifs de politique énergétique sur la seule base du coût par MWh produit* »<sup>(1)</sup>. Si cette analyse est extrêmement utile, votre rapporteur souligne qu'un soutien relativement équilibré des investissements entre les différentes filières et technologies est nécessaire pour faire suffisamment croître la part des EnR dans notre *mix* énergétique.

**COÛTS COMPLETS DE PRODUCTION EN €/MWH - TAUX D'ACTUALISATION À 8 %**

Équipement	Coût complet de production en €/MWh Fourchette Min - Max
<b>Particuliers</b>	
Bois (poêles et chaudières bûches ou granulés)	48 - 108
PAC individuelles (aéro ou géothermiques)	131 - 168
Solaire thermique (chauffe-eau solaire individuel ou système solaire combiné)	221-451
<b>Collectif, tertiaire et individuel</b>	
Chaufferie biomasse	48 - 125
Solaire thermique	98 - 260
Géothermie	62 - 135
<b>Cogénération</b>	
Cogénération biomasse	50 - 88
Méthanisation	110 - 156
<b>Électricité renouvelable</b>	
Éolien	68 - 108
Éolien en mer	130 - 329
Photovoltaïque résidentiel	223 - 407
Photovoltaïque commercial	139 - 246
Photovoltaïque au sol	92 - 167
Solaire thermodynamique	113 - 249
Géothermie	51 - 301

Source : « Coûts des énergies renouvelables en France », édition 2016, ADEME.

La Cour des Comptes a estimé l'ampleur du soutien à apporter aux EnR électriques en comparant le prix d'achat de l'électricité d'origine renouvelable avec le prix d'achat de l'électricité produite par d'autres sources ou avec le prix

(1) « Le soutien aux énergies renouvelables », Cour des comptes, mars 2018.

constaté sur les marchés de l'électricité. **Elle estime ainsi que le prix du mix EnR électrique dont le développement est prévu par l'actuelle PPE s'élève à 95 €/MWh.** Le prix d'achat moyen des installations du mix EnR électrique à venir se situerait entre 72 et 95 €/MWh hors coûts d'aménagement et de gestion du réseau. La Cour compare ce prix avec le prix de vente garanti du projet nucléaire d'Hinkley Point au Royaume-Uni : **le prix d'achat garanti pour ce projet est d'environ 110 €/MWh, soit un ordre de grandeur tout à fait comparable.**

### *c. Un dispositif de soutien contesté*

Ce dispositif de soutien fait l'objet d'un certain nombre de critiques. Ainsi, la Cour des comptes<sup>(1)</sup> signale une forte concentration du soutien sur les EnR électriques (4,4 milliards d'euros sur les 5,3 milliards d'euros de soutien en 2016). La Cour relève également la disproportion entre certains montants de soutien et la contribution aux objectifs de développement des EnR, notamment pour le photovoltaïque et l'éolien offshore. Elle regrette aussi les insuffisances du dispositif de connaissance des coûts de production.

Votre rapporteur estime que la concentration du soutien aux EnR sur les EnR électriques est trop forte. **Le développement d'un vecteur gaz décarboné et de chaleur renouvelable mériterait d'être davantage soutenu.** Votre rapporteur souligne également que les dynamiques de soutien aux EnR sont imparfaitement retracées dans les documents budgétaires.

## **2. Des freins encore importants et spécifiques à chaque filière**

**On ne peut que constater le retard persistant entre les objectifs assignés par la loi de transition énergétique pour la croissance verte et la place des EnR dans le mix énergétique.** Un certain nombre de groupes de travail ont été mis en place par le Gouvernement de manière à analyser les freins au développement des principales énergies renouvelables. Cette méthode de travail, plébiscitée par les acteurs auditionnés par la mission, a permis de lever un certain nombre de freins. Force est néanmoins de remarquer que nombre d'entre eux perdurent.

Les freins au développement des énergies renouvelables sont extrêmement variés et différent selon la filière EnR concernée. Les filières les moins matures semblent être celles qui font face aux freins les plus importants.

### *a. L'éolien terrestre*

À l'échelle mondiale, cette filière connaît un très fort développement. **L'énergie d'origine éolienne représente 4,5 % de la production électrique française** et se place comme la seconde source d'énergie électrique renouvelable en France.

---

(1) « Le soutien aux énergies renouvelables », Cour des comptes, mars 2018.

Au 30 juin 2018, la puissance du parc éolien installé était de 14 gigawatts. L'objectif annoncé par le Gouvernement dans le cadre de la PPE est d'atteindre une capacité installée de 24,6 gigawatts (GW) en 2023 et de 34 à 35,6 GW d'ici à 2028 – autrement dit, de **multiplier par 2,5 la capacité installée en dix ans** de sorte que l'éolien terrestre atteigne 15 % de la production d'électricité française en 2030. Les objectifs sont fixés en puissance installée dans la PPE. Cela revient à installer 2 GW chaque année. Pour 2019, trois appels d'offres, respectivement de 0,5, 0,5 et 0,6 GW sont prévus. Les objectifs de la PPE seront atteints, pour partie, par la création de nouveaux parcs et, pour partie, par le renouvellement de parcs existants.

La France s'est dotée, dès l'année 2001, d'une politique de soutien à la filière éolienne en instaurant un dispositif d'obligation d'achat puis en lançant une série d'appels d'offres à partir de 2016.

La majorité des projets éoliens existants bénéficient des tarifs d'achat du guichet fermé fin 2016. Pour les nouveaux projets, seuls les petits projets de moins de six mâts et de moins de 3 MW peuvent encore bénéficier de ce tarif. En revanche, les nouveaux projets de gros parcs éoliens doivent faire l'objet d'appels d'offres. Votre rapporteur s'interroge sur les potentiels effets de seuil engendrés par cette politique de soutien. **Il est essentiel de s'assurer que notre soutien à l'éolien ne contribue pas au mitage des territoires et des difficultés d'acceptabilité sociale.** Le Gouvernement a indiqué préparer une réforme qui conduira à réduire encore le champ des parcs éligibles au guichet. Votre rapporteur insiste sur l'importance de présenter cette réforme suffisamment tôt, afin d'assurer une vraie visibilité aux investisseurs et porteurs de projet.

**Pour l'Ademe, la filière de l'éolien terrestre occupera une place très importante dans le mix électrique à l'horizon 2050.** Le prix de l'éolien terrestre a, en effet, considérablement diminué ces dernières années. Dans les derniers appels d'offres lancés, **le prix du mégawattheure s'établit à 65 euros.** Selon l'Ademe, le prix du mégawattheure pourrait même être réduit à 50 euros d'ici 2030 grâce aux innovations technologiques.

## COÛTS DE PRODUCTION DE L'ÉOLIEN TERRESTRE EN FRANCE

Hypothèses	Caractéristiques techniques		
	Périmètre	France	
	Terme	2017	
	Variante technologique	Machines «standard»	Nouvelle génération
	Puissance installée (MW)	2,3	2
	Durée de fonctionnement (années)	20	
	Vitesse moyenne de vent au moyeu (m/s)	7 - 8,5	6 - 7,5
Temps de fonctionnement annuel à pleine puissance (h)	1800 - 2400	2400 - 2700	
Résultats	Coûts		
	Investissement (€/kW)	1300 - 1400	1400 - 1700
	dont coût de raccordement (k€)	100	
	dont quote-part régionale RPT* et RPD** (€/kW)	0 - 69,8	
	Exploitation fixe (€/kW/an)	42 - 52	
	Coût de production total (€/MWh) en fonction du taux d'actualisation		
	3%	54 - 81	50 - 69
	5%	61 - 91	57 - 79
	8%	73 - 108	68 - 94
	10%	(81 - 120)	(76 - 105)

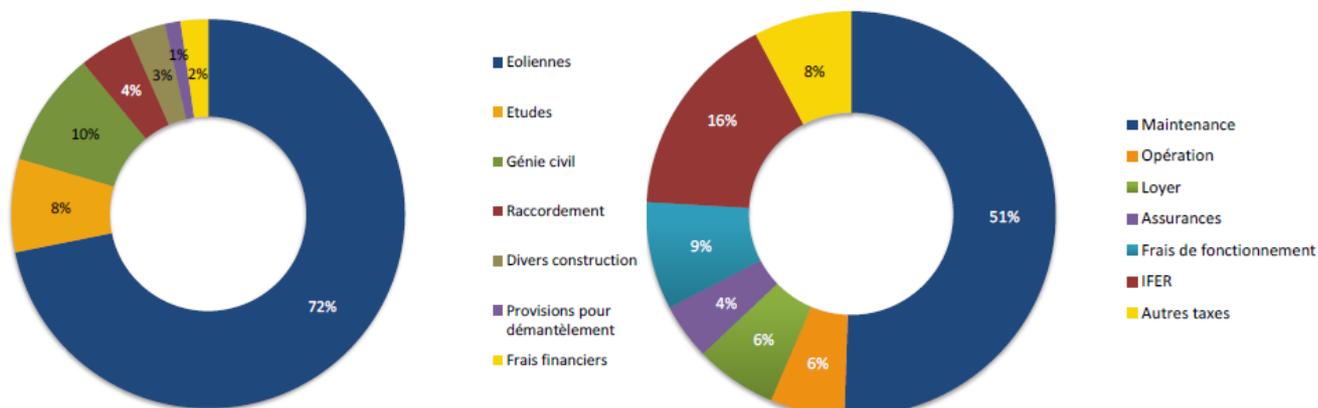
\* RPT pour Réseau Public de Transport. \*\* RPD pour Réseau Public de Distribution.

Les hypothèses et résultats en couleur correspondent aux valeurs hautes et basses représentées dans le graphique précédent. Les coûts de production entre parenthèses sont à considérer comme non vraisemblables aujourd'hui du fait d'un taux d'actualisation non cohérent avec la maturité des technologies, la perception du risque et les exigences de rentabilité.

Source : Ademe, « Le coût des énergies renouvelables », 2017.

L'éolienne standard présente une puissance nominale de 2,3 MW. Depuis 2011, des machines dites de nouvelle génération, aussi appelées éoliennes toilées, sont proposées avec un plus grand diamètre de rotor pour une puissance nominale équivalente. Les éoliennes de nouvelle génération conduisent à un coût de l'électricité inférieur grâce à une productivité accrue (meilleur facteur de charge ou temps de fonctionnement annuel à pleine puissance) même si elles nécessitent un investissement plus élevé, étant souvent installée dans sites présentant des vitesses de vent importantes.

## RÉPARTITION DES COÛTS D'INVESTISSEMENT ET DES COÛTS D'EXPLOITATION



Source : CRE (2014)

### i. Les principaux freins

**Certains freins ont été récemment levés.** Le contentieux relatif aux parcs éoliens terrestres a été accéléré par un décret du 29 novembre 2018<sup>(1)</sup>. Une instruction ministérielle parue le 17 juillet a permis de clarifier les règles pour les projets de renouvellement (« *repowering* ») des parcs en fin de vie : une nouvelle autorisation ne devra être délivrée qu'en cas de « modification substantielle » des installations.

**Les freins au développement de l'éolien restent essentiellement liés à un manque d'acceptabilité sociale.**

Certains territoires connaissent une véritable saturation, notamment dans les Hauts-de-France. **Ces phénomènes de saturation et de densification excessive de parcs devraient pouvoir être évités grâce à une meilleure planification territoriale.** La réutilisation des sites éoliens en fin de vie pour y réimplanter des machines plus performantes, plutôt que la mise en place de nouveaux parcs éoliens, est à encourager.

La région des Hauts de France est la première région éolienne de France en termes de production électrique avec 4 003 MW en production devant la région Grand-Est 3 373 MW. En 2015, les deux régions ont produit à elles seules 48 % de l'électricité d'origine éolienne en France métropolitaine. La France compte 3 685 éoliennes terrestres dont 2 406 dans les Hauts de France.

(1) Décret n° 2018-1054 du 29 novembre 2018 relatif aux éoliennes terrestres, à l'autorisation environnementale et portant diverses dispositions de simplification et de clarification du droit de l'environnement.

**L'acceptabilité sociale des projets éoliens est difficile à mesurer.** Selon l'Ademe, 75 % des Français seraient favorables aux éoliennes. Pour France Énergie Éolienne, « *les peurs tendent à se dissiper lorsque l'éolien devient réalité et la dynamique d'acceptabilité est positive* »<sup>(1)</sup>. D'après leur sondage commandé à Harris Interactive, les personnes habitant près d'une éolienne auraient une meilleure image de cette énergie que le reste des citoyens. Force est néanmoins de constater que sur certains territoires, l'opposition aux projets éoliens est réelle, comme en témoignent les très nombreux recours contre ces projets.

**Les acteurs opposés au développement de la filière éolienne mettent en avant trois principaux arguments : les nuisances visuelles et sonores des éoliennes, le coût de l'énergie éolienne pour le contribuable et le consommateur ainsi que la dimension faiblement écologique de cette énergie.**

Afin de réduire les nuisances ressenties, ces acteurs souhaiteraient augmenter la distance minimale de 500 mètres entre les éoliennes et les habitations, distance qui est restée stable alors même que les éoliennes sont plus grandes qu'auparavant. **Votre rapporteur considère que ces préoccupations doivent être prises en compte. Les nuisances visuelles des éoliennes ne sont pas à sous-estimer.** Comme l'a indiqué M. Stanislas Reizine, sous-directeur du système électrique et des énergies renouvelables, direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) lors de son audition, « *c'est un sujet bien identifié, traité, qui avance toutefois un peu plus lentement que ce qu'on pourrait espérer en raison des besoins bien réels de certains utilisateurs* »<sup>(2)</sup>. Un arrêté<sup>(3)</sup> a d'ores et déjà été pris pour rendre la signalisation de certaines éoliennes fixe et non plus clignotante.

Concernant le coût du développement des éoliennes, la Fédération de l'environnement durable, auditionnée par la mission, estime que les objectifs prévus par la PPE en matière d'énergie éolienne se traduiraient par un doublement du prix de l'électricité. **Votre rapporteur insiste sur le fait que les nouveaux projets d'éoliennes ne conduiront, en aucun cas, à un doublement du prix de l'électricité.** La CRE, interrogée par votre rapporteur, a souligné que le développement de l'éolien ne peut être associé avec une augmentation des prix de gros de l'électricité puisque, comme d'autres technologies à coût variable nul, il est susceptible d'avoir, toutes choses égales par ailleurs, un impact baissier sur le marché de gros de l'électricité en faisant évoluer le moyen marginal.

La CRE a également indiqué que la somme des charges annuelles associées au développement de nouveaux parcs (environ 20 GW) pour atteindre l'objectif 2028 représenterait entre 13 et 25 milliards d'euros (ces charges seront décaissées entre 2020 et 2048). Ces sommes peuvent être comparées au reste à charge des engagements passés de l'État – c'est-à-dire les charges associées aux

---

(1) Audition du 17 janvier 2019.

(2) Audition du 17 janvier 2019.

(3) Arrêté du 23 avril 2018 relatif à la réalisation du balisage des obstacles à la navigation aérienne.

contrats déjà signés ou aux lauréats déjà désignés (environ 15 GW) – pour le développement de l'éolien qui est compris entre 21 et 25 milliards d'euros.

Enfin, certains acteurs opposés au développement de l'éolien considèrent que la filière n'est pas écologique : en témoignent, selon eux, le difficile recyclage des pâles d'éoliennes, construites en fibres de verre ainsi que la quantité importante de béton utilisée pour l'implantation d'un socle d'éolienne. Une analyse de cycle de vie réalisée pour l'Ademe en 2017 <sup>(1)</sup> a permis de fournir des données précises sur les impacts environnementaux de la production éolienne avec les spécificités du parc français installé sur terre. Les différentes étapes du cycle de vie d'une installation éolienne ont été prises en compte (fabrication des composants du système, installation du système éolien, utilisation, maintenance, désinstallation, traitement en fin de vie) et **les résultats confirment de faibles émissions de CO<sub>2</sub> : le taux d'émission serait de 12,7 grammes équivalent CO<sub>2</sub> par kWh**. L'éolien apparaît donc de ce point de vue comme une énergie extrêmement performante puisque seul le nucléaire – à sept grammes <sup>(2)</sup> – et l'hydraulique, seraient moins émetteurs de CO<sub>2</sub>. **Malgré ces bons résultats, il est indispensable de poursuivre les projets de R&D pour améliorer les performances environnementales des éoliennes**. Les projets portant sur des génératrices hybrides, qui permettront de ne plus utiliser des aimants permanents, dont les incidences environnementales sont négatives, sont particulièrement prometteurs. La piste des thermoplastiques recyclables est également à envisager. Le rapporteur se félicite de ce que le projet de PPE prévoie de rendre obligatoire, d'ici 2023, le recyclage des matériaux constitutifs des éoliennes lors de leur démantèlement.

## ii. Les principales préconisations

**La mission estime nécessaire de ne pas mettre fin dès maintenant au soutien public à la filière éolienne**. Cette filière n'est pas encore à même de se développer sans subvention – le prix de l'électricité est d'environ 55 euros par MWh alors que l'énergie éolienne coûte entre 60 et 70 euros par MWh. Certes, le niveau de tarif d'achat, de 72 euros du MWh, est supérieur au prix de marché. Néanmoins, tous les projets en appels d'offres fonctionnent désormais selon un mécanisme de complément de rémunération. De plus, interrompre dès aujourd'hui les tarifs d'achat aurait des conséquences néfastes sur la visibilité offerte aux investisseurs. D'après l'Ademe, les projets éoliens seraient aujourd'hui, financés à majoritairement en prêts. **En cas de suppression des tarifs d'achat, les porteurs de projets verraient leurs prêts refusés ou sensiblement limités et le coût de revient de l'énergie éolienne au MWh augmenterait notablement**.

---

(1) <http://www.bilans-ges.ademe.fr>

(2) Un papier publié dans *Energy Policy* en 2008 ("Valuing the greenhouse gas emissions from nuclear power: A critical survey. B K Sovacool») dresse un bilan des études ACV existantes dans le monde. Les résultats sont proches de ceux proposés auparavant, excepté pour le nucléaire (66 gCO<sub>2</sub>/kWh) à un niveau plus élevé que celui établi par l'Ademe.

Pour favoriser l'acceptabilité sociale des projets et leur appropriation territoriale, un certain nombre d'acteurs ont proposé de **mettre en place un réseau de conseillers éoliens afin d'aider les collectivités territoriales à mieux intégrer les projets éoliens dans leurs dynamiques territoriales**. Votre rapporteur estime qu'il s'agit d'une préconisation essentielle afin d'améliorer l'appropriation des projets éoliens par les collectivités. Cette mesure figurait déjà parmi les préconisations du groupe de travail chargé de simplifier les règles dans le secteur de l'éolien mais n'a toujours pas été mise en place.

**Il serait également opportun de promouvoir encore davantage les systèmes qui réduisent les effets sonores et visuels des éoliennes.** France Énergie Éolienne a ainsi suggéré la mise en place d'un système de balisage circonstancié qui permettrait de maintenir les éoliennes éteintes et de ne les allumer que sur détection de l'arrivée d'un aéronef. Cette proposition mériterait d'être davantage étudiée. Il pourrait également être pertinent de réaliser des études pour connaître l'impact de l'augmentation de la distance aux habitations sur la taille du gisement éolien.

**Proposition : Intégrer davantage les enjeux environnementaux et de faisabilité (impact paysager, co-visibilité) et anticiper les problématiques liées aux conflits d'usages (circulation aérienne, radars météorologiques et d'aviation) dans la planification territoriale des projets éoliens**

- Améliorer la planification territoriale des projets éoliens afin d'éviter le mitage du territoire ou, *a contrario*, la densification excessive de parcs ;
- Mettre en place un réseau de conseillers éoliens afin d'aider les collectivités territoriales à mieux intégrer les projets éoliens dans leurs dynamiques territoriales ;
- Promouvoir encore davantage les systèmes qui réduisent les effets sonores et visuels des éoliennes, comme le balisage circonstancié ;
- Réaliser des études pour connaître l'impact de l'augmentation de la distance aux habitations sur la taille du gisement éolien.

### ***b. L'éolien en mer***

Avec 11 millions de kilomètres carrés de zone maritime et quatre façades maritimes métropolitaines, la France bénéficie d'une situation géographique privilégiée pour le développement de l'éolien en mer. Pourtant, la France ne compte pour l'heure qu'une éolienne flottante en service et aucune éolienne posée.

Les éoliennes flottantes peuvent être installées plus au large que les éoliennes posées, et sont susceptibles de capter des vents plus importants et plus réguliers. **La seule éolienne flottant en service, dénommée Floatgen, a été inaugurée en octobre dernier à Saint-Nazaire** et est raccordée au réseau électrique depuis l'été 2018. Quatre parcs pilotes sont actuellement en développement en France (trois en Méditerranée et un en Bretagne, au large de Groix).

**Trois appels d'offres ont été lancés pour le développement de capacités de production d'électricité par énergie éolienne posée.** Le premier, lancé en 2011, représente une puissance maximale de 3 000 MW répartie sur 5 zones (Le Tréport, Fécamp, Courseulles-sur-Mer, Saint-Brieuc et Saint-Nazaire). Le second, lancé en 2013, doit permettre d'ériger environ 200 éoliennes au large des côtes françaises, pour une capacité installée totale de 1 000 MW. Il est réparti sur deux zones, au large de la commune du Tréport (Haute-Normandie) et entre les îles d'Yeu et de Noirmoutier (Pays de la Loire). **Aucun des parcs envisagés n'est aujourd'hui entré en fonctionnement.** La lourdeur des procédures administratives, la multiplication des recours ou encore la complexité du cadre de raccordement sont les principales raisons pouvant expliquer ce retard. Votre rapporteur se félicite néanmoins de ce que le Conseil d'État a validé, vendredi 7 juin 2019, l'autorisation d'exploiter du parc éolien offshore prévu au large de Saint-Nazaire. Cela signifie que toutes les autorisations administratives nécessaires à la construction et à l'exploitation du projet sont désormais sécurisées. Le troisième appel d'offres a été lancé en avril 2016 au large de Dunkerque ; le consortium EDF Renouvelables – Innogy-Enbridge a d'ailleurs été récemment choisi pour la construction de ce futur champ éolien.

**La France accuse un retard important par rapport aux autres pays européens, tant en termes de nombre de parcs installés que de compétitivité de la filière.** Les prix des projets attribués dans le cadre des deux premiers appels d'offres ont été renégociés à 142 €/MWh en juin 2018. Le tarif de l'appel d'offres à Dunkerque pourrait être inférieur à 60 €/MWh. À titre d'exemple, le projet de Kriegers Flak, au Danemark a été attribué en 2017 à 49,90 €/MWh. En Allemagne et aux Pays-Bas, les derniers appels d'offres ont été attribués sans aucun mécanisme de soutien. **La moindre compétitivité de la filière française s'explique en grande partie par la nature des fonds marins** (notre façade maritime ouvre sur des fonds plus accidentés et plus profonds) **et l'intensité du vent** (les six premiers projets de parc français sont situés dans des zones moins avantagées en termes de vent que d'autres zones d'Europe). **Cela s'explique également par la faible maturité de la filière française.** Selon la DGEC, les premiers parcs au Royaume-Uni pratiquaient, à l'origine, des prix comparables aux parcs français.

### Les exemples danois et allemand

- Le fort développement de l'éolien en mer au **Danemark** s'explique surtout par l'engagement de tous, au-delà des clivages politiques, à accroître les capacités installées. Les procédures administratives sont relativement simples puisqu'une seule agence, l'Agence danoise de l'énergie, est compétente pour l'ensemble de la procédure (dialogue avec les porteurs de projets, organisation des consultations publiques et des appels d'offres, délivrances des différentes autorisations et du permis d'exploitation) : c'est ce que les danois appellent la « *one-stop shop consent procedure* ».

Le modèle danois ne doit pas non plus être idéalisé : l'acceptabilité sociale est relativement faible pour les projets près des côtes et les délais sont également relativement longs. L'Agence danoise de l'énergie estime ainsi qu'il faudra neuf ans entre les premières discussions autour du projet et la mise en fonctionnement, à venir, du parc éolien en mer « Thor ».

- **L'Allemagne** vise 65 % d'EnR dans la *mix* électrique en 2030 et 80 % en 2050 (38 % du *mix* aujourd'hui). En 2018, la capacité d'énergies renouvelables variables atteint 120 GW, dont 54 GW pour l'éolien terrestre, 6,3 GW pour l'éolien en mer et 46 GW pour le photovoltaïque. Le développement des EnR repose sur ces trois EnR, le potentiel de biomasse et d'hydroélectricité apparaissant saturé. Tous les acteurs rencontrés par la mission ont fait état, quoique le développement éolien ait connu une croissance continue, d'un phénomène de tassement en termes d'acceptabilité sociale. L'Allemagne a en effet introduit les appels d'offres dans l'éolien en 2016 et, avec la suppression du tarif d'achat en-dessous d'un certain seuil, nombre de projets citoyens n'ont pu participer aux appels d'offres ou n'ont pas été retenus. L'acceptation sociale s'en est trouvée très directement affectée.

Le projet de PPE prévoit de porter la capacité d'éolien en mer installée à 2,4 GW d'ici 2023 et à 5 GW, environ, d'ici 2028. **Le projet prévoit que les six premiers projets éoliens en mer, qui ont fait l'objet d'une renégociation, seront tous opérationnels au début de la deuxième période de la PPE.** En capitalisant sur la filière industrielle ainsi créée, 3 appels d'offres posés et 3 appels d'offres flottants totalisant environ 3,25 GW seront lancés dans la première période de la PPE.

#### i. Les principaux freins

De nombreux freins ont d'ores et déjà été levés :

– depuis 2015, plusieurs dispositions législatives ont été adoptées pour limiter les retards de raccordement et sécuriser les producteurs ;

– l'ordonnance du 3 août 2016 relative à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables<sup>(1)</sup> a étendu les possibilités de mise en concurrence au-delà de la seule procédure d'appel d'offres en créant la procédure de dialogue concurrentiel. Cette procédure, proche du dialogue compétitif prévu au code des marchés publics, permet à l'État de discuter avec une sélection de candidats

---

(1) Ordonnance n° 2016-1059 du 3 août 2016 relative à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables.

reconnus aptes à répondre à l'appel d'offres, en vue d'établir conjointement le cahier des charges ;

– la loi « Hydrocarbures » du 30 décembre 2017<sup>(1)</sup> a instauré un nouveau régime, applicable à compter du troisième appel d'offres en cours, en vertu duquel RTE assume désormais à la fois le financement et la réalisation du raccordement. Ce nouveau dispositif est assorti de nouvelles règles d'indemnisation plus favorables au producteur. Cela devrait permettre de réduire les coûts et les risques ;

– plus récemment, la loi « Essoc »<sup>(2)</sup> a mis en place le « permis enveloppe » englobant un certain nombre d'autorisations et permettant de faire évoluer les caractéristiques du projet pour tenir compte, en particulier, de l'innovation et de l'optimisation techniques des projets tout au long de leur conception. Le nouvel article L.121-8-1 du code de l'environnement prévoit que le public sera dorénavant concerté sur le choix de la localisation des zones potentielles d'implantation, en amont de la désignation des lauréats, et non plus sur les projets portés par les lauréats comme c'est le cas aujourd'hui.

**S'il est encore trop tôt pour dresser le bilan de ces différentes mesures, force est de constater qu'un certain nombre de freins perdurent.**

**Pour les acteurs de la filière, le frein principal au développement de l'éolien en mer est le manque d'ambition.** Les objectifs du projet de PPE sont jugés insuffisants. France Énergie Éolienne plaide ainsi pour un objectif de 1 GW par an d'éolien en mer pour la période 2019 à 2023, afin de donner de la visibilité à l'ensemble de la chaîne de valeur, surtout aux petites et moyennes entreprises (PME) et entreprises de taille intermédiaire (ETI) françaises. **Un certain nombre de parlementaires ont adressé un courrier au Premier ministre afin de rehausser les objectifs de développement de l'éolien en mer.**

**L'appropriation sociale des projets reste parfois compliquée.** « *Sur le terrain en effet, les associations et la population ont le plus souvent le sentiment que les projets éoliens en mer sont le résultat d'un processus très centralisé, voire sont parachutés dans les territoires* » a indiqué M. François Piccione, coordinateur du réseau Océans, mers et littoraux de France nature environnement lors de son audition. La nouvelle procédure de consultation du public est accueillie favorablement mais certains regrettent les nombreuses incertitudes : le décret du 21 décembre 2018<sup>(3)</sup> ne précise pas les modalités selon lesquelles se déroulera concrètement le débat public, notamment si ce dernier aura lieu à l'échelle régionale où à l'échelle d'une façade maritime.

---

(1) Loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017 mettant fin à la recherche ainsi qu'à l'exploitation des hydrocarbures et portant diverses dispositions relatives à l'énergie et à l'environnement.

(2) Loi n° 2018-727 du 10 août 2018 pour un Etat au service d'une société de confiance.

(3) Décret n° 2018-1204 du 21 décembre 2018 relatif aux procédures d'autorisations des installations de production d'énergie renouvelable en mer.

Certains acteurs regrettent le manque d'expertise au niveau national, qui permettrait pourtant de sécuriser les opérateurs en ce qui concerne la prescription de mesures concrètes pour réduire les impacts de la filière sur l'environnement.

ii. Les principales préconisations

**Il semble nécessaire d'améliorer l'appropriation sociale des projets.** Comme pour l'éolien terrestre, **il pourrait être opportun de mettre en place un bonus participatif** dans les appels d'offres qui permettrait aux citoyens de s'impliquer également dans les projets éoliens en mer.

S'il ne paraît pas opportun de créer une structure nationale de concertation sur l'éolien en mer, **un meilleur dialogue entre l'ensemble des acteurs concernés, depuis les porteurs de projets jusqu'aux riverains pourrait être instauré grâce à la création de structures locales de concertation sur l'éolien en mer.** Des expérimentations ont déjà eu lieu au niveau local comme en région Bretagne (mise en place du groupe de travail « Energies marines renouvelables » au sein de la conférence régionale de la mer et du littoral (CRML), ou en région Occitanie (mise en place du Parlement de la mer).

Votre rapporteur souhaite attirer l'attention sur un outil particulièrement intéressant qui sera lancé l'an prochain par l'association France Nature Environnement (FNE) : « l'éoloscope ». Ce dispositif devrait permettre à ceux qui le souhaitent, tout au long du processus de concertation, grâce à un livret et à une grille multicritères, de mieux évaluer si le projet répond objectivement à des attentes locales.

Le Comité d'expertise pour les enjeux environnementaux des énergies marines renouvelables (COME3T) pourrait être la préfiguration d'une instance nationale d'expertise sur ces sujets.

**Le développement de l'éolien flottant pourrait être davantage encouragé.** Les objectifs de la PPE gagneraient à être plus ambitieux.

**Proposition : Soutenir davantage l'éolien flottant et améliorer l'acceptabilité sociale de l'éolien posé**

- Revoir à la hausse les objectifs de développement de l'éolien posé et de l'éolien flottant dans le projet de PPE ;
- Évaluer le coût de la mise en place d'une approche de gré à gré pour les projets d'éolien flottant ;
- Mettre en place un bonus participatif dans les appels d'offres portant sur l'éolien en mer.

Les énergies renouvelables en mer comprennent l'éolien en mer mais également l'ensemble des technologies permettant de produire de l'électricité à partir de différentes forces ou ressources du milieu marin (l'hydrolien, l'houlomoteur, l'énergie marémotrice, l'énergie thermique des mers). L'accent

doit être mis sur la R&D, notamment pour mieux concilier production d'énergie et protection de l'environnement.

### *c. L'hydroélectricité*

**En 2016, l'hydraulique représente 10 % de la production électrique française.** Elle représente 62 % de la production brute d'électricité renouvelable de la métropole et 47 % de celle des départements et régions d'outre-mer. Il existe plusieurs types d'installations hydrauliques selon le site d'implantation : fleuve (centrales de basse chute qui produisent sans cesse, au fil de l'eau), retenue (centrales de moyenne chute qui fonctionnent par écluses) ou lac de montagne (centrales de haute chute).

Le livre V du code de l'énergie distingue deux cadres juridiques pour les installations hydroélectriques suivant la puissance maximale brute (PMB) des installations. **Les installations de moins de 4,5 MW nécessitent l'obtention d'une autorisation environnementale**, délivrée par le préfet pour une durée limitée. **Les installations de plus de 4,5 MW sont sous le régime des concessions** : elles appartiennent à l'État, et elles sont construites et exploitées par un concessionnaire, pour son compte. La France compte près de 400 concessions hydroélectriques qui représentent plus de 90 % du total de la puissance hydroélectrique installée.

Dans certaines conditions, l'exploitation d'une installation hydroélectrique peut ne pas être rentable. Certaines aides sont prévues pour les installations sous autorisation (selon le principe du guichet ouvert pour toute installation de moins de 1 MW et via des appels d'offres pour les autres) ainsi que pour certaines concessions (un complément de rémunération peut être mis en place pour équilibrer l'exploitation des installations).

**La réglementation environnementale applicable aux ouvrages hydroélectriques a été renforcée ces dernières années.** Les installations hydroélectriques, qui constituent souvent un obstacle aux continuités écologiques, également dénommées trames vertes et bleues, doivent assurer la continuité piscicole et sédimentaire des rivières classées. Des échelles, voire des ascenseurs à poissons, sont installés et permettent aux espèces migratrices de franchir les barrages. Un débit minimum, le débit réservé, est conservé dans la partie détournée du cours d'eau afin de protéger la faune et la flore.

**L'hydroélectricité possède de très nombreux atouts. Elle est la seule EnR pilotable et flexible et permet donc de gérer la pointe sans recourir à des importations d'énergie moins vertueuse.** Les « stations de transfert d'énergie par pompage » ou STEP, sont utilisées pour le stockage de l'énergie électrique : elles permettent de pomper pendant les périodes de moindre consommation d'électricité vers un réservoir haut des volumes d'eau pour les turbiner pendant les pics de consommation. De plus, les opérateurs de l'hydroélectricité jouent un rôle crucial en matière d'irrigation, de soutien d'étiage et de gestion des crues.

L'objectif prévu par le projet de PPE est d'augmenter le parc de l'ordre de 200 MW d'ici 2023 et de 900 à 1 200 MW d'ici 2028, ce qui devrait permettre une production supplémentaire de l'ordre de 3 à 4 TWh dont environ 60 % par l'optimisation d'aménagements existants.

Les principaux freins identifiés sont les suivants :

– **Le manque de vision, à moyen terme, des conséquences du changement climatique sur l'hydroélectricité.** Le Syndicat des Énergies renouvelables a indiqué lors de son audition <sup>(1)</sup> que seules certaines régions avaient mené des études visant à mesurer l'impact à moyen terme, à l'horizon 2050, des changements climatiques sur l'approvisionnement en eau, notamment. Votre rapporteur insiste donc sur l'importance d'anticiper, dès maintenant, les conséquences des changements climatiques sur la ressource en eau et, sur cette base, de prévoir une gestion des différents usages de l'eau ;

– **L'absence de décision quant au processus de remise en concurrence des concessions demandé par l'Union européenne.** 150 concessions, soit 25 % de la production d'hydroélectricité en France, seront arrivées à échéance en 2023. Le processus de mise en concurrence a été rendu obligatoire par la perte du statut d'établissement public d'EDF en 2004. EDF détient, en effet, 80 % des concessions hydroélectriques. Suite à une première procédure d'infraction engagée par la Commission européenne contre la France en 2006, le Gouvernement s'est engagé en 2010 à lancer des appels d'offres pour remettre en concurrence dix barrages. Aucun appel n'ayant été lancé, la loi de transition énergétique du 17 août 2015 a, dans son article 118, fixé de nouveaux dispositifs de renouvellement des concessions. La Commission européenne a pourtant exprimé ses réserves sur certaines dispositions de cette loi et a adressé deux nouvelles mises en demeure, en octobre 2015 et en mars 2019. **Plus d'une centaine de députés ont déposé, le 6 avril 2019, une proposition de résolution <sup>(2)</sup> pour s'opposer à l'ouverture à la concurrence des concessions hydroélectriques. Votre rapporteur partage cet avis.** L'hydroélectricité est un secteur éminemment stratégique, qui dépasse de très loin le seul cadre de la production d'énergie. **Le caractère pilotable de cette énergie lui confère un rôle de premier plan dans la transition énergétique qui verra croître la part des énergies renouvelables photovoltaïques et éoliennes.** L'hydroélectricité recouvre de multiples enjeux, et notamment un enjeu crucial de sécurité. Au-delà de la sûreté des seuls barrages, l'hydroélectricité contribue également à la sûreté en matière de gestion des crues ;

– **Les modalités de prise en compte des problématiques environnementales lors de l'instruction des dossiers.** « *Il peut y avoir des situations tendues et des blocages sur des aménagements* » <sup>(3)</sup> a indiqué la société hydrotechnique de France. Certaines associations comme France nature

---

(1) Audition du 4 avril 2019.

(2) [http://www2.assemblee-nationale.fr/documents/notice/15/propositions/pion1845/\(index\)/depots](http://www2.assemblee-nationale.fr/documents/notice/15/propositions/pion1845/(index)/depots)

(3) Audition du 4 avril 2019.

environnement estiment que l'environnement naturel n'est pas suffisamment pris en compte dans l'appréciation des projets. Pour d'autres acteurs, comme France Hydroélectricité, les dossiers sont instruits au niveau des départements par les seuls services de police de l'eau qui ne considèrent presque que la continuité écologique. Le classement des cours d'eau fait également l'objet de nombreux débats. Aujourd'hui, les cours d'eau sont classés en plusieurs catégories : la liste 1, où il est interdit de construire des obstacles, la liste 2, où une telle construction est possible à condition de veiller à la continuité écologique. **Votre rapporteur insiste sur la nécessité de revaloriser l'avis scientifique fondé sur une expertise neutre pour résoudre de tels conflits.** Ainsi, les classements de cours d'eau pourraient-ils être revus à la lumière d'une expertise contradictoire de nature scientifique.

– **Les difficultés à obtenir des autorisations pour les améliorations sur les aménagements existants**, c'est la question des « suréquipements ». Pour les installations concédées, le droit des concessions interdit, sauf en de rares exceptions fortement encadrées, de modifier un contrat de concession en cours. Les améliorations sur les aménagements existants qui consistent à faire de nouveaux travaux non-prévus au contrat de concession (par exemple construire une turbine additionnelle dans une usine hydroélectrique), doivent donc être réalisées lors du renouvellement des contrats de concession. Pour les installations autorisées, la modification d'un aménagement existant, par exemple pour augmenter la performance d'une usine hydroélectrique, se fait dans le cadre d'une modification de l'autorisation environnementale ; lorsque les modifications sont non substantielles, une simple modification de l'autorisation peut suffire, mais lorsque les modifications sont substantielles, une nouvelle autorisation doit être délivrée.

Il serait opportun d'élargir le champ des modifications donnant lieu à une simple modification de l'autorisation environnementale. Il est, à cet égard, intéressant de souligner que M. Jacques Pulou, référent hydroélectricité de France nature environnement, qui a alerté la mission sur l'état alarmant des cours d'eau français et l'impact environnemental de l'hydroélectricité dans son ensemble, a également indiqué à la mission : « *Nous sommes favorables à des suréquipements de chutes existantes, sur le Rhône et ailleurs, comme à Gavet sur la Romanche, surtout celles augmentant la souplesse d'intervention du parc si les effets de leurs éclusées en sont maîtrisés. C'est ce que font nos voisins suisses, et c'est ce que fait EDF à La Bâthie-Roselend. Nous sommes favorables à certaines extensions de chutes concédées existantes – ce que termine EDF à La Coche n'a pas appelé de réaction de notre part –, ce qui renvoie à leur renouvellement pour les plus anciennes d'entre elles.* »<sup>(1)</sup>.

– **L'absence de programme de recherche centré sur l'hydraulique et l'hydroélectricité.** Un certain nombre d'acteurs auditionnés ont regretté que l'hydroélectricité soit considérée comme une « vieille énergie ». Or, les

---

(1) Audition du 4 avril 2019.

innovations sont nécessaires, notamment pour permettre le couplage entre les différentes sources de stockage, en particulier les STEP et les batteries. Votre rapporteur appelle de ses vœux une meilleure prise en compte de l'hydraulique et de l'hydroélectricité dans les projets de recherche, notamment au niveau européen.

– **L'absence de rémunération, à leur juste valeur, des services rendus au système électrique.** Le caractère pilotable et flexible de l'hydroélectricité a été mis en avant par l'ensemble des acteurs auditionnés. Votre rapporteur insiste sur l'importance de lancer, dès maintenant, le développement de nouvelles stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) et de réfléchir à un système de rémunération de leurs services rendus au système électrique.

**Proposition : Conférer à l'hydroélectricité un rôle de premier plan dans la transition énergétique**

- S'opposer à l'ouverture à la concurrence des concessions hydroélectriques ;
- Revaloriser l'avis scientifique fondé sur une expertise neutre et revoir l'ensemble des classements à de cours d'eaux à la lumière d'une expertise contradictoire et intégrant les connaissances les plus récentes ;
- Mieux prendre en compte l'hydraulique et l'hydroélectricité dans les projets de recherche, notamment au niveau européen ;
- Mettre en place un dispositif permettant la rémunération, à leur juste valeur, des services rendus au système électrique par les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) ;
- Examiner l'opportunité d'élargir le champ des modifications sur les aménagements existants donnant lieu à une simple modification de l'autorisation environnementale (pour les installations autorisées).

**d. Le photovoltaïque**

En 2017, le parc photovoltaïque a produit 10,2 TWh en un an (8,3 fin 2016) soit **plus de 2 % de la consommation électrique française**. Le projet de PPE vise 20,6 gigawatts en 2023, et 35,6 à 45,4 gigawatts en 2028. Très concrètement, il s'agit de multiplier par quatre les capacités installées en dix ans.

Le projet de PPE prévoit que **le solaire photovoltaïque sera proportionnellement plus développé dans de grandes centrales au sol**, filière plus compétitive que les petits systèmes sur les toitures. Pour les grandes installations au sol, les coûts des installations les plus compétitives sont aux environs de 48 €/MWh<sup>(1)</sup>. La filière française est parfaitement compétitive avec celles des pays comparables.

**Votre rapporteur se félicite de ce que le projet de PPE ait pour objectif de soutenir l'innovation dans la filière du photovoltaïque** par appel d'offres afin d'encourager de nouvelles solutions solaires au sol (agrivoltaïsme, centrales flottantes...) et sur les bâtiments. Les plans d'eau peuvent en effet offrir

---

(1) « Coûts et rentabilités du grand photovoltaïque en métropole continentale », CRE, mars 2019.

des zones où l'on peut installer des panneaux, voire les coupler ensuite avec de la production d'hydrogène par électrolyse

Si les acteurs de terrain accueillent favorablement les objectifs de la PPE, ils souhaiteraient une feuille de route plus précise, notamment sur le type de photovoltaïque à développer. **Votre rapporteur insiste sur l'importance de définir clairement les objectifs, qu'il s'agisse du solaire au sol, des toitures ou de l'autoconsommation.** Il convient en particulier de souligner les atteintes à la biodiversité liées aux implantations sur des sols sains, la priorité devant être donnée au réaménagement de sols déjà artificialisés. La DGEC a indiqué que des sous-objectifs pour les installations au sol, les bâtiments, ou encore les petits systèmes seraient fixés dans la prochaine PPE.

i. Les principaux freins identifiés

– **Un des principaux freins identifiés tient à la difficile installation de panneaux dans le nord de la France.** Les régions les plus ensoleillées du sud de la France concentrent les installations photovoltaïques. Or, l'installation de panneaux dans le nord est essentielle pour atteindre les objectifs des PPE actuelles et futures. La DGEC a nuancé ce constat, indiquant qu'une « remontée vers le nord », notamment pour les installations au sol, pouvait être observée. Cette remontée s'expliquerait tant par le coût du foncier, plus élevé dans le sud que dans le nord, que par le fait qu'un certain nombre de terrains dégradés – qui, pour des raisons tenant à leur histoire industrielle, sont nombreux dans les régions Grand-Est et Hauts-de-France – bénéficient désormais de bonifications dans les appels d'offres.

– **Pour certains acteurs auditionnés, les freins administratifs sont encore importants :** « on doit avoir pour objectif de délivrer les permis et de franchir les étapes indispensables en un an » a indiqué Enerplan lors de son audition, ajoutant qu'« actuellement, il n'existe aucune égalité entre les territoires : dans certains départements, l'instruction d'un dossier peut être très rapide, quand elle est complètement bloquée dans d'autres ».

Ces freins semblent d'autant plus importants lorsque les panneaux doivent être installés sur des bâtiments faisant partie de notre patrimoine. La DGEC a indiqué lors de son audition qu'une doctrine générale concernant le solaire sur toiture doit être diffusée aux Architectes des Bâtiments de France, afin de favoriser des projets concernant des sites plus complexes, voire des bâtiments classés.<sup>(1)</sup>

– **Certains acteurs estiment que les seuils des appels d'offres constituent de vrais freins au développement de la filière.**

---

(1) Votre rapporteur souhaite mettre en avant la réalisation accomplie sur l'église de Wavrin, dont la toiture a été équipée de panneaux photovoltaïques, faisant pour partie l'objet d'un investissement citoyen.

Pour rappel, le dispositif de soutien fait appel à deux mécanismes distincts suivant la puissance de l'installation : des tarifs d'achat en guichet ouvert pour les installations sur bâtiments de moins de 100 kilowatts crête (kWc) [seuil équivalent à une surface de 1 000 mètres carrés de panneaux photovoltaïques] ; des appels d'offres pour les installations de plus de 100 kWc implantées sur bâtiments ou au sol.

**La complexité de l'appel d'offres empêcherait les porteurs de projets de proposer des projets pour des installations de petite taille.** Ces acteurs souhaiteraient que le seuil des appels d'offres passe de 100 kW à 500 kW. La législation européenne ne rend d'ailleurs les appels d'offres obligatoires qu'à partir de 500 kW seulement.

ii. Les principales préconisations

**La principale préconisation est d'assurer une visibilité suffisante à la filière.** L'ensemble des acteurs sont unanimes à ce sujet : la visibilité doit aller au-delà du mois de juin 2019, c'est-à-dire la date fixée pour la fin des appels d'offres CRE4. Il serait opportun d'établir une doctrine commune pour l'ensemble des services instructeurs.

La seconde préconisation est relative aux appels d'offres de la CRE :

– afin de permettre aux projets photovoltaïques de se développer davantage dans le nord de la France, tout en maîtrisant les dépenses publiques, votre rapporteur ne préconise pas d'instaurer une bonification différenciée du tarif en fonction du niveau d'ensoleillement mais de **réfléchir à une régionalisation des appels d'offres ou, du moins, à une modification des critères** en mettant davantage en avant celui de la pertinence environnementale, notamment le caractère dégradé des sols sur lesquels sont installées les centrales. Ces terrains dégradés se trouvent, en majorité, dans le nord de la France ;

– afin d'améliorer les performances environnementales des panneaux photovoltaïques, votre rapporteur reprend à son compte une proposition de la CRE : il serait pertinent que la notation environnementale contenue dans les appels d'offres **prenne en compte les conditions d'extraction des différents matériaux composant les modules** ;

– afin de favoriser les petits projets, notamment dans le monde agricole, **le seuil des appels d'offres pourrait être abaissé à 100 kW.**

**Proposition : Favoriser les projets photovoltaïques, notamment dans le Nord de la France**

- Assurer une visibilité suffisante à la filière au-delà de juin 2019 ;
- Établir une doctrine commune pour l'ensemble des services instructeurs ;
- Réfléchir à l'opportunité de régionaliser les appels d'offres, à budget constant ;
- Modifier les critères des appels d'offres en mettant davantage en avant celui de la pertinence environnementale, notamment le caractère dégradé des sols sur lesquels sont installées les centrales ;
- Prendre en compte les conditions d'extraction des différents matériaux composant les modules dans la notation environnementale des appels d'offres ;
- Abaisser le seuil des appels d'offres à 100 kW pour favoriser les petits projets, notamment dans le monde agricole.

***e. Le solaire thermique***

En 2016, la production de la filière solaire thermique s'élève à 166 ktep, soit 1,9 TWh (+ 3,1 % par rapport à 2015). Particulièrement développée dans les DOM, la filière y représente les deux tiers des énergies renouvelables consommées pour produire de la chaleur, contre moins de 1 % en métropole.

Les trois types d'équipements les plus courants sont les chauffe-eaux solaires individuels (CESI), qui permettent la production d'eau chaude à usage sanitaire pour les particuliers ; les systèmes solaires combinés (SSC), qui assurent à la fois la production d'eau chaude sanitaire et le chauffage à l'usage des particuliers ; le marché de l'eau chaude solaire collective (l'équipement est en général dimensionné pour fournir 40 à 60 % des besoins).

**La filière solaire thermique a considérablement ralenti ces dernières années. Afin de la relancer, le plan « Place au soleil » du Gouvernement présenté en juin 2018 prévoit une série de mesures pour le solaire thermique, qui doivent désormais être mises en œuvre.**

### Les mesures du plan pour le solaire thermique

Dans l'individuel, ce plan prévoit d'augmenter le soutien de l'État aux dispositifs solaires thermiques (SSC, CESI...) dans le cadre du recentrage du CITE sur les travaux les plus efficaces. L'appel à projets fonds chaleur pour les grandes surfaces solaires thermiques installées en industrie ou en collectif sera prolongé pour trois ans minimum. Le fonds chaleur sera ouvert à la réhabilitation d'installations défectueuses (audit de dimensionnement, instrumentation des performances, montée en compétence des exploitants, etc.) Le solaire thermique sera bientôt pris en compte dans la part d'énergie renouvelable ou de récupération (EnR&R) des réseaux de chaleur. Pour mémoire, les livraisons de chaleur issue de réseaux alimentés à plus de 50 % par des EnR&R bénéficient d'un taux de TVA à 5,5 %.

Ces soutiens sont accueillis favorablement par la filière. Votre rapporteur insiste sur l'importance de les mettre en place rapidement, pour soutenir la compétitivité de la filière. **Certains acteurs auditionnés ont mis l'accent sur la nécessaire promotion de cette énergie.** Pour M. Daniel Bour, président d'Énerplan, « *on devrait donc réfléchir aux moyens de promouvoir le solaire thermique. Il a en effet moins besoin de soutien que de publicité. Dans de nombreux endroits, il serait tout à fait rentable. Il existe donc une marge de progrès dans ce domaine* »<sup>(1)</sup>.

#### Proposition : Mettre fin au ralentissement de la filière solaire thermique

- Communiquer davantage sur les atouts du solaire thermique ;
- Mettre rapidement en place les mesures du plan « Place au soleil ».

#### f. Les pompes à chaleur

La pompe à chaleur (ou PAC) est un équipement de chauffage thermodynamique à énergie renouvelable. Elle prélève des calories dans une source renouvelable telle que l'air extérieur, l'eau ou la terre, pour la transférer à plus haute température vers un autre milieu (un bâtiment, un local, un logement...) Une source d'énergie (gaz ou électricité) est nécessaire pour faire fonctionner les pompes à chaleur. On distingue les PAC aérothermiques qui prélèvent la chaleur de l'air et la transfèrent, soit par des radiateurs (PAC air/eau), soit par de l'air pulsé (PAC air/air), et les PAC géothermiques (PAC eau/eau) qui prélèvent la chaleur du sol ou de l'eau superficielle et la restituent par des planchers chauffants ou des radiateurs.

Le parc de pompes à chaleur (PAC) en 2017 est de 7,1 millions d'équipements installés, dont 78 % de PAC air/air, 13 % de PAC air/eau, 6 % de chauffe-eau thermodynamiques et 3 % de PAC géothermiques.

Le soutien public est important. Certaines pompes à chaleur bénéficient du crédit d'impôt transition énergétique (CITE). Un taux de TVA réduit est

---

(1) Audition du 11 décembre 2018.

également accordé à l'installation de pompes à chaleur éligibles au CITE. Dans le collectif, le tertiaire et l'industrie, le fonds chaleur accompagne les projets de production de chaleur par géothermie assistée par pompe à chaleur ainsi que les projets de production de froid renouvelable les plus efficaces.

**Les objectifs de l'exercice PPE précédent pour 2018 ont d'ores et déjà été dépassés en 2016. Malheureusement, se sont surtout développées les PAC air/air dont le coefficient de performance (COP) <sup>(1)</sup> est faible.**

Votre rapporteur insiste sur l'importance de pérenniser les soutiens aux PAC géothermiques et aux PAC air/eau dont les COP sont relativement élevés. Il souscrit à la volonté du Gouvernement d'intégrer dans les audits énergétiques des grandes et moyennes entreprises une évaluation technico-économique de la production de chaleur solaire ou géothermique. **Il insiste également sur l'importance de la nouvelle réglementation thermique, qui est à même d'avoir un impact important sur le développement de la filière.**

**Proposition : Développer massivement les pompes à chaleur dont le coefficient de performance est le plus important**

- Accroître les soutiens aux PAC géothermiques et pérenniser les soutiens aux PAC air/eau dont les COP sont relativement élevés ;
- Mettre en place une nouvelle réglementation thermique qui soit à même d'avoir un véritable impact sur le développement de la filière.

### ***g. La géothermie***

La géothermie est l'exploitation de l'énergie thermique contenue dans le sous-sol : la géothermie « très basse énergie » (moins de 30 °C) correspond à la chaleur produite par des pompes à chaleur ; la géothermie profonde regroupe la géothermie « basse énergie » (entre 30 et 90 °C) utilisant les ressources jusqu'à 2000 m environ et la géothermie « moyenne énergie » (plus de 90 °C) mettant en œuvre une production centralisée couramment utilisée pour le chauffage urbain via des réseaux de chaleur et « haute énergie » (plus de 90 °C) utilisée surtout pour produire de l'électricité.

**On compte 71 installations en France de géothermie profonde**, dont 49 dans le bassin parisien, 21 dans le bassin aquitain, les autres étant situées en Alsace, dans le couloir Rhodanien et en Limagne. Le bilan carbone de la géothermie profonde est très proche de la neutralité car les émissions totales de CO<sub>2</sub> calculées sur toute la vie d'un projet varient entre 17 et 60 g/kWh.

Le rythme actuel de développement de la production de chaleur géothermique basse et moyenne énergies ne correspond pas à celui prévu par

---

(1) Le coefficient de performance mesure la quantité d'énergie nécessaire pour faire fonctionner la pompe par rapport à la quantité d'énergie renouvelable prélevée au milieu : plus cette quantité est élevée, plus le coefficient de performance est important.

l'exercice PPE précédent. **Alors même que le projet de PPE juge la technologie de la géothermie basse et moyenne températures mature, les objectifs 2023 sont revus à la baisse. Votre rapporteur le regrette.** Comme le souligne l'avis du CESE <sup>(1)</sup>, « *des projets à impact social fort, en région parisienne notamment, pourraient être soutenus* ». Le principal frein étant l'aléa géologique, votre rapporteur souscrit pleinement à la proposition du Gouvernement de réaliser une étude sur des aquifères insuffisamment connus et ainsi apporter une garantie pour les forages à réaliser.

**Le projet de PPE fait le choix de ne plus subventionner la géothermie pour la production d'électricité.** Un arrêté du 13 décembre 2016 <sup>(2)</sup> permet actuellement aux installations utilisant l'énergie extraite de gîtes géothermiques pour produire de l'électricité de bénéficier d'un complément de rémunération sur le tarif de rachat s'appuyant sur le tarif de référence de 246 euros/MWh. Même si la DGEC a indiqué que ce choix pourrait être revu à l'avenir, force est de constater que **l'arrêt de ce soutien fait peser une vraie incertitude sur les projets en cours d'élaboration.** « *Nous reconnaissons que le prix de rachat 246 euros le MWh, fixé aux termes d'un accord visant à inciter les industriels à s'engager dans la filière avec un certain degré de sécurité, est élevé* » a indiqué Mme Catherine Trautmann, vice-présidente de l'Eurométropole de Strasbourg lors de son audition. Une baisse des tarifs d'achat pourrait selon la métropole être une solution pour préserver la filière.

Par ailleurs, la consultation spécifique des principales collectivités territoriales ayant mis en œuvre de tels projets aurait été importante et n'a semblé-t-il pas été menée avant la présentation du projet de PPE.

**Proposition : Mieux valoriser la géothermie profonde**

***h. La biomasse solide et les déchets urbains renouvelables***

Cette filière regroupe à la fois le bois utilisé par les ménages (appareils indépendants de chauffage type inserts, poêles ainsi que les chaudières), les chaufferies biomasse dans l'industrie, le collectif et le tertiaire ainsi que la chaleur renouvelable produite par les cogénérations biomasse et la part renouvelable de la chaleur produite par les unités de valorisation énergétique des déchets urbains.

Le **bois de chauffage** constitue la première énergie renouvelable utilisée (un peu plus de 100 TWh, 6 % de la consommation finale totale). Le bois est aussi

---

(1) « *Climat-énergie : la France doit se donner les moyens* », Avis du Conseil économique, social et environnemental, avril 2019.

(2) Arrêté du 13 décembre 2016 fixant les conditions du complément de rémunération pour l'électricité produite par les installations utilisant à titre principal l'énergie extraite de gîtes géothermiques telles que visées au 5° de l'article D. 314-23 du code de l'énergie.

un puits de carbone. Il convient d'augmenter son utilisation en tant que matériau de construction.

Les freins à son utilisation tiennent essentiellement, d'une part à l'existence d'une multitude de petits propriétaires difficiles à mobiliser et à organiser autour de cette industrie, et, d'autre part à la quasi-inexistence d'une filière de transformation en France. En conséquence, nous exportons le bois brut pour le ré-importer une fois transformé.

**La valorisation énergétique des déchets est essentielle, même s'il convient en premier lieu de privilégier le recyclage et la valorisation matière.**

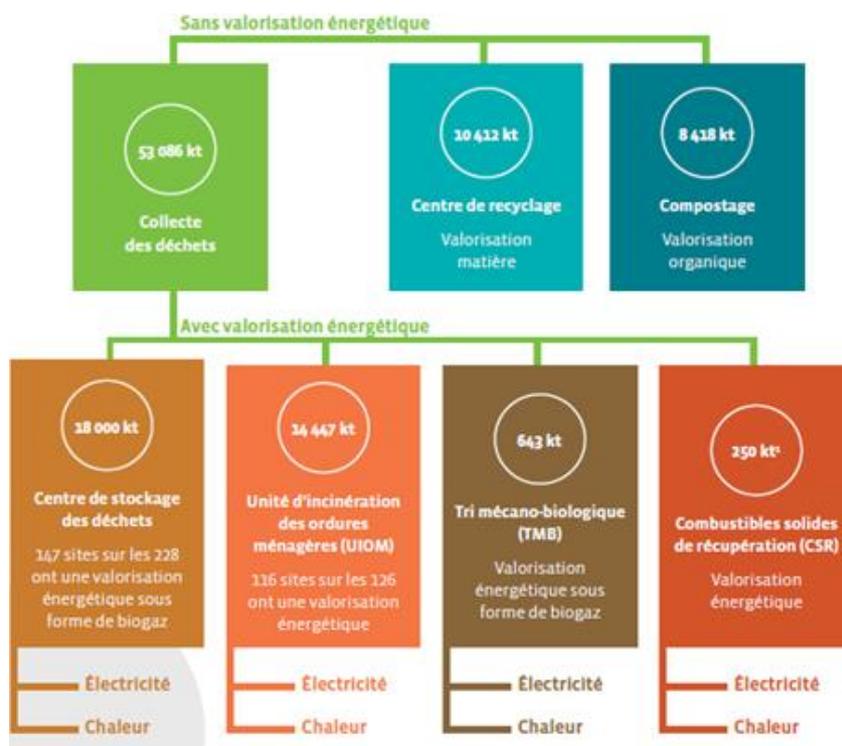
La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte prévoit d'atteindre des objectifs chiffrés de réduction de la production de déchets (10 % d'ici 2020) et de l'enfouissement (50 % d'ici 2025). Elle vise aussi à développer la valorisation matière (+ 65 % d'ici 2025). L'objectif de réduction de l'enfouissement a été réaffirmé par la feuille de route pour l'économie circulaire de 2018. La loi visait un objectif, d'ici 2025, de 2,5 millions de tonnes par an de CSR détournées de l'enfouissement, à utiliser pour la production d'énergie, et représentant 835 000 TEP par an d'énergie thermique venant en substitution d'énergies fossiles dans l'industrie (cimentière) et les réseaux de chaleur. À la fin de l'année 2017, seulement 300 000 tonnes par an de CSR ont été consommées en France dans l'industrie cimentière. 1,5 million de tonnes de CSR utilisées annuellement en chaufferie représenteront environ 6 TWh.

La valorisation énergétique peut se faire de différentes manières : récupération de la chaleur fatale dégagée par l'incinération des déchets, combustion de combustibles solides de récupération <sup>(1)</sup>, pyrolyse et gazéification des déchets ou encore méthanisation. La pyrolyse et la gazéification des déchets consistent à les chauffer en l'absence ou en manque d'oxygène afin que les substances générées sous l'effet de la température (solides, liquides et gazeuses) ne s'enflamment pas spontanément, ce qui donne la possibilité de les valoriser dans un second temps. La valorisation énergétique *via* la méthanisation est détaillée dans la partie du rapport portant sur le biogaz.

---

(1) Les combustibles solides de récupération sont des combustibles solides préparés (soit traités, homogénéisés et améliorés pour atteindre une qualité pouvant faire l'objet d'échanges commerciaux entre les producteurs et les utilisateurs) à partir de déchets non dangereux, utilisés pour la valorisation énergétique dans des usines d'incinération ou de co-incinération, et conformes aux exigences de classification et de spécification de l'EN-15359.

## LES DIFFÉRENTES FILIÈRES DE VALORISATION DES DÉCHETS COLLECTÉS



Source : Observ'ER

Les tonnages sont ceux de 2014, sauf CSR (chiffres de 2016)

Le 18 janvier 2019, a été signé entre l'État et le Comité stratégique de filière (CSF) transformation et valorisation des déchets le « contrat stratégique de la filière ». Il est fondé sur six « projets structurants pour répondre aux principaux défis de la filière et à son développement ». Le second porte sur les combustibles solides de récupération.

**Votre rapporteur insiste sur l'importance d'améliorer la valorisation de la chaleur fatale des unités de traitement des déchets ménagers, et la récupération de chaleur issue de la combustion des autres déchets comme les combustibles solides de récupération. Il est également favorable à reconduire l'appel à projets sur les combustibles solides de récupération de l'Ademe.**

Plus généralement, en matière de chaleur renouvelable, **votre rapporteur se félicite de l'augmentation du fonds chaleur de l'Ademe. Il note néanmoins que malgré l'augmentation du nombre de projets soutenus, l'Ademe fonctionne à effectifs constants. Ses effectifs pourraient être revus à la hausse.**

**Proposition : Mieux soutenir les projets de chaleur renouvelable, notamment ceux portant sur les combustibles solides de récupération**

- Améliorer la valorisation de la chaleur fatale des unités de traitement des déchets ménagers ;
- Reconduire l'appel à projets sur les combustibles solides de récupération de l'Ademe ;

*i. Le biogaz et le biométhane*

Les intrants pouvant être utilisés dans un méthaniseur comprennent principalement les effluents d'élevage, de la biomasse agricole (cultures énergétiques, résidus agricoles), les sous-produits d'industries agro-alimentaires, les biodéchets des ménages et des professionnels (déchets alimentaires, déchets végétaux), les boues de stations d'épuration (urbaines et industrielles) ou d'autres déchets organiques valorisables issus de l'assainissement. La France a fait le choix de développer la méthanisation sur la base de l'utilisation de déchets ou résidus : un méthaniseur ne peut utiliser plus de 15 % des cultures alimentaires <sup>(1)</sup> ou énergétiques, cultivées à titre de culture principale. À cet égard, votre rapporteur souligne la nécessité que les cultures alimentaires ne puissent pas être utilisées à des fins de méthanisation au-delà du plafond.

Principalement produit en métropole, le biogaz sert à produire de l'électricité (62 %) ainsi que de la chaleur (36 %). **L'épuration de biogaz en biométhane, afin d'être ensuite injecté dans les réseaux de gaz naturel ou valorisé comme biocarburant dans le transport constitue un nouveau débouché depuis quelques années (2 % en 2016).**

**Le biométhane peut également être produit par la pyrogazéification <sup>(2)</sup> de la biomasse issue de ressources lignocellulosiques ou grâce au *power to gas* qui passe par l'électrolyse de l'eau pour produire de l'hydrogène. Ces deux nouvelles voies de production du biométhane sont en phase d'expérimentation ou de démonstration. Elles sont extrêmement prometteuses.**

iii. Les principaux freins

**Le premier frein est, sans doute, le manque d'ambition du projet de PPE.** Ce projet fixe le soutien pour le biogaz sur la base des coûts de production permettant d'atteindre 7% de gaz renouvelable en 2030, alors même que la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte prévoit que 10 % du gaz doit être renouvelable à l'horizon 2030. Le projet de PPE vise seulement une production en 2023 de 14 TWh/an de biogaz valorisé (dont 6 TWh/an de biométhane injecté dans les réseaux) et, en 2028, entre 24 à 32 TWh/an de biogaz

---

(1) Article D. 543-292 du code de l'environnement.

(2) La gazéification (ou pyrogazéification) des déchets consiste à les chauffer à des températures comprises généralement entre 900 et 1 200 °C en présence d'une faible quantité d'oxygène.

valorisé (dont 14 à 22 TWh/an de biométhane injecté). Ces objectifs sont en baisse par rapport aux objectifs fixés par la PPE adoptée en 2016.

La Stratégie Nationale Bas Carbone (SNBC) retient comme hypothèse 3.8 Mtep de biométhane injecté en 2030, soit 44 TWh, ce qui n'est pas en ligne avec les 24 à 32 TWh en 2028 de la PPE.

Dans la SNBC, la consommation finale de gaz est de 23,3 Mtep de gaz naturel et de 3,8 Mtep de biogaz, soit un total de 27,1 Mtep en 2030. La part de biogaz doit donc atteindre 14 %, soit le double de la PPE.

– **Un certain nombre de freins que rencontre la méthanisation sont d'ordre réglementaire.** Les délais sont encore longs en France : un projet de méthaniseur mettrait, en moyenne, trois à quatre ans à aboutir. Certains acteurs disent manquer de visibilité sur les évolutions réglementaires relatives à la méthanisation. Les incertitudes portent notamment sur une éventuelle imposition de la taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques (TICPE) aux méthaniseurs de cogénération, sur de potentielles règles relatives à l'hygiénisation des intrants ou sur l'existence de velléités, de la part du Gouvernement, de réduire le seuil de 15 % de cultures énergétiques <sup>(1)</sup>.

**Aujourd'hui, les producteurs de biométhane peuvent se retrouver pénalisés pour les quelques mois de l'année pendant lesquels leur production est importante.** L'évaluation du dépassement de la capacité maximale de production se fait sur la base d'un débit mensuel moyen. En cas de dépassement, la quantité de biométhane correspondant à l'écart entre le débit mensuel moyen et la capacité maximale de production est facturée par le producteur à l'acheteur à un prix convenu entre les parties. Au bout de trois dépassements dans une année civile, le producteur notifie au préfet une nouvelle capacité maximale de production. Aujourd'hui, les producteurs se retrouvent pénalisés pour les quelques mois de l'année où leur production est importante, ce qui peut les inciter à réduire leur production de biométhane.

– **De nombreux freins sont de nature économique.** Les porteurs de projets connaissent de grandes difficultés pour trouver des sources de financement. Les aides de l'Ademe sont, certes, très importantes : l'ADEME a distribué, entre 2007 et 2018, 355 millions d'euros d'aides à la méthanisation, dont plus de 250 millions directement aux projets. Ces aides ne sont néanmoins plus suffisantes. Les directions régionales de l'ADEME ont recensé, pour 2019, **240 projets matures, dont 200 susceptibles d'être instruits dès 2019, pour un total d'aides demandées d'environ 140 millions d'euros.** Or le budget de l'ADEME prévoit d'y consacrer quelque 50 millions d'euros d'aides directes...

---

(1) Le seuil maximal des cultures alimentaires et énergétiques cultivées à titre principal et incorporées dans les méthaniseurs.

**Les banques demandent un niveau de fonds propre difficilement atteignable pour les porteurs de projet, notamment pour les agriculteurs :** « Si je caricaturais, je pourrais dire que les acteurs financiers souhaitent une mise de fonds propres de 20 %, alors que le monde agricole, dans les dossiers aidés par l'ADEME, n'apporte qu'entre 4 % et 10 % »<sup>(1)</sup> a indiqué M. Marc Cheverry, directeur de l'économie circulaire et des déchets à l'Ademe.

À cet égard, votre rapporteur a eu l'occasion de souligner le 9 mai lors de la table ronde sur le financement de la transition énergétique que c'était peut-être aux banques de se mettre à niveau sur ces projets particuliers, et non aux agriculteurs comme on le dit souvent, qui en maîtrisent d'ores et déjà les enjeux.

**Afin de remédier à ces difficultés de financement, le Gouvernement a, en avril 2019, doté un fonds de garantie publique, permettant à Bpifrance de distribuer un prêt destiné aux exploitants agricoles,** qui, seuls ou en groupe, investissent dans une installation de méthanisation agricole. Le montant du prêt est compris entre 100 000 et 500 000 euros. Ce prêt est accueilli favorablement par les acteurs de la filière. Certains, à l'image de M. Francis Claudepierre, président et agriculteur méthaniseur de l'Association des agriculteurs méthaniseurs de France, regrettent que ce prêt ne soit pas à taux zéro. D'autres, comme GRDF estiment que ce prêt est essentiellement conçu pour de tout petits projets agricoles, donc de cogénération, ce qu'ils estiment contradictoire avec la volonté de soutenir davantage les projets en injection.

**– Le projet de PPE engendre un certain nombre d'inquiétudes et d'interrogations chez les acteurs de terrain.** La première incertitude porte sur la nature du soutien public. Le maintien d'un tarif d'achat du biométhane en guichet ouvert est prévu pour les installations de petite taille mais ce seuil est non défini pour le moment. Deux appels d'offres, pour un objectif de production annuelle de 350 GWh PCS/an chacun, seront lancés chaque année. **Les acteurs auditionnés estiment que la procédure des appels d'offres conduit à éliminer les petits opérateurs et à favoriser les grandes structures.**

**La seconde incertitude porte sur les hypothèses de baisses de coûts retenues pour le calcul du soutien au biogaz.** Les appels d'offres seront basés sur une trajectoire de tarif d'achat de référence, utilisée pour dimensionner l'enveloppe budgétaire, dont la cible sera de 67 euros/MWh PCS pour les projets de biométhane injecté sélectionnés en 2023 et 60 euros/MWh PCS en 2028. Le projet de PPE précise que si ce prix moyen n'est pas atteint, les volumes alloués seront réduits afin de ne pas dépasser le niveau de dépense publique visé. Une étude réalisée par le cabinet ENEA<sup>(2)</sup> montre néanmoins que ces hypothèses sont peu réalistes : il serait possible, au mieux, de baisser les coûts de 30 % à l'horizon 2030.

---

(1) Audition du 24 janvier 2019.

(2) Rapport ENEA /Astrade, Renforcer la compétitivité de la filière biométhane française, décembre 2018.

– **Certains freins sont d’ordre technique ou logistique.** L’éloignement des réseaux, par exemple gaziers, crée un frein logistique et influe sur les coûts de revient d’un projet.

– **Enfin, un grand nombre de freins sont liés aux réticences que rencontrent certains projets de méthanisation de la part des habitants.** La difficulté d’acceptation serait, en partie, liée à l’utilisation des cultures alimentaires par le domaine énergétique. Cette question devrait être éclaircie selon votre rapporteur. Par ailleurs, en France, le développement de la méthanisation a privilégié l’utilisation de biodéchets, notamment les effluents d’élevage. La vision sociétale de l’élevage, moins bonne qu’il y a quelques années, peut également expliquer les réticences à l’égard des projets de méthanisation agricole. Certains acteurs soulignent également des nuisances olfactives et visuelles possibles. Votre rapporteur souligne à cet égard que la faible part des projets comportant une part de financement participatif ne permet pas non plus une bonne appropriation par les habitants. Le développement du financement participatif en ce domaine constituerait certainement un accélérateur puissant. Par ailleurs, certains opposants locaux utilisent de fausses informations qui influencent négativement les populations. Il est important que les porteurs de projet sachent impliquer la population bien en amont, en présentant des arguments rationnels et objectifs.

#### iv. Les principales préconisations

La première préconisation porte sur le projet de PPE et les évolutions du mécanisme de soutien. **Votre rapporteur préconise de rehausser la cible d’ambition**, ou de plutôt confirmer la cible de biogaz injecté (8 TWh par an en 2023) contenue dans la précédente PPE. Il serait également nécessaire de prévoir une **plus grande progressivité dans la baisse des coûts de la filière**. Enfin, votre rapporteur attire l’attention sur la nécessité de ne pas fixer un seuil trop bas pour les appels d’offres : **les projets de petite taille ont besoin de visibilité, avec un guichet unique**. Pour certains acteurs auditionnés, les appels d’offres devraient être réservés aux plus grands projets, soit au-delà de 40 GWh par an.

**Il pourrait également être opportun de modifier l’évolution des modalités de calcul des dépassements de la capacité maximale de production de biométhane dans les contrats d’achat.** L’annualisation du calcul de la capacité maximale de production permettrait de ne plus pénaliser les installations qui s’adaptent à la saisonnalité de la consommation de gaz ou de production des matières organiques et qui font donc preuve de flexibilité.

**Il pourrait être également pertinent d’organiser un « marché d’intrants de la biomasse »** à destination des unités de méthanisation, marché qui s’appuierait essentiellement sur les résidus agricoles (ex. menues pailles, fanes, fumier équin etc.) et les cultures intermédiaires à vocation énergétiques (CIVE). La mise en place de plateformes digitales pourrait être imaginée au niveau régional ou départemental dans un esprit de circuit court et d’économie circulaire.

**Proposition : Revoir les ambitions à la hausse en matière de méthanisation**

- Confirmer la cible de biogaz injecté (8 TWh par an en 2023) contenue dans la précédente PPE ;
- Prévoir une plus grande progressivité dans la baisse des coûts de la filière ;
- Ne pas fixer un seuil trop bas pour les appels d'offres : les projets de petite taille ont besoin de visibilité, avec un guichet unique ;
- Examiner l'opportunité d'annualiser le calcul de la capacité maximale de production de biométhane ;
- Mettre en place un « marché d'intrants de la biomasse » grâce à des plateformes digitales au niveau régional ou départemental.

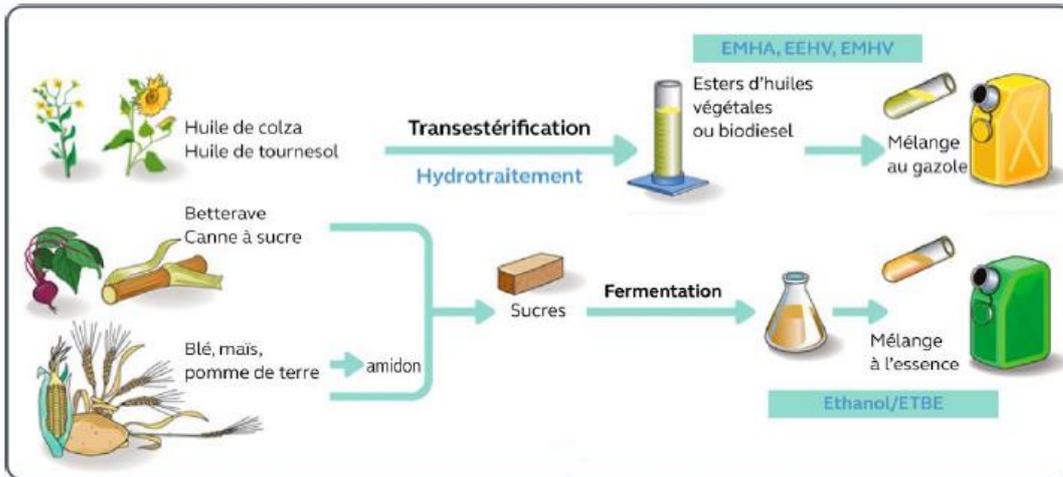
*j. Les biocarburants*

**Les biocarburants représentent 9,1 % de la production primaire d'énergies renouvelables en France.** La quasi-totalité des biocarburants sont utilisés en transport terrestre et surtout routier. Les biocarburants se partagent en deux filières, correspondant à deux types de moteurs à explosion : la filière de l'alcool (bioéthanol) pour les moteurs à allumage commandé, qui fonctionnent à l'essence, et la filière de l'huile (biodiesel) pour les moteurs diesel à allumage par compression, fonctionnant au gazole. Le biodiesel représente près de 85 % de la consommation de biocarburants, contre 15 % pour le bioéthanol.

**En France, la betterave à sucre et les céréales (blé, maïs) sont les principales ressources utilisées pour la production de bioéthanol.** Le bioéthanol est utilisé en mélange dans les essences commerciales de manière systématique dans le SP95 (5 % en volume) et le SP95-E10 (10 % en volume) et à haute teneur dans le carburant superéthanol E85, qui contient entre 65 et 85 % d'éthanol en volume. L'ETBE est fabriqué à partir d'éthanol (d'origine agricole) et d'isobutène (actuellement d'origine chimique). Il est incorporé dans les essences commerciales au maximum à hauteur de 15 % dans le SP95, 16 % dans le SP98 et 22 % dans le SP95-E10. En 2017, 7,5 % de l'énergie contenue dans les essences était d'origine renouvelable (3,4 % sous forme d'éthanol, 2,3 % sous forme d'ETBE, et 1,2 % sous forme de bio-essence).

**Le « biodiesel » comprend différents produits, fabriqués à partir d'huiles issues de plantes oléagineuses, de graisses animales ou d'huiles usagées.** En 2017, 7,7 % de l'énergie contenue dans le gazole provenait de biocarburants.

## LES FILIÈRES CONVENTIONNELLES DE PRODUCTION DE BIOCARBURANTS



Source : IFP Énergies nouvelles

L'étude de cycle de vie appliqué aux biocarburants <sup>(1)</sup> publiée en 2010 par l'ADEME a confirmé la complexité du processus d'évaluation du bilan énergétique et environnemental, « du puits à la roue ». **De façon générale, sans tenir compte des effets de changements d'affectation des sols, les biocarburants produits en France affichent des bilans d'émissions de GES plus favorables que ceux des carburants fossiles (gazole et essence).** Toutefois, **la question du changement d'affectation des sols est majeure** : en effet, lorsque les cultures utilisées pour la production de biocarburants engendrent, directement ou indirectement, la disparition de prairies, de zones humides ou de forêts primaires, alors **le bilan des émissions de GES des biocarburants peut s'alourdir jusqu'à devenir négatif par rapport aux carburants fossiles.** La question de la durabilité des biocarburants a ainsi rapidement été posée.

Le niveau élevé des cours du pétrole jusqu'à l'été 2015 a accompagné le développement des biocarburants depuis dix ans. **La politique de soutien aux biocarburants lancée en 2005 a également contribué au développement de cette filière.** Si l'exonération partielle de TICPE sur les biocarburants a été supprimée à compter de 2016, la politique de soutien aux biocarburants passe principalement

– par l'incitation à la consommation grâce à la **fixation d'objectifs d'incorporation de biocarburants dans les différentes catégories de carburants** fossiles (essence et gazole). La loi de finances pour 2019 a modifié l'article 266 du code des douanes et ainsi rehaussé les pourcentages nationaux cibles d'incorporation d'énergie renouvelable dans les transports. Pour les gazoles, le pourcentage cible d'incorporation (en pouvoir calorifique inférieur [PCI] <sup>(2)</sup>) est

(1) « *Analyses de Cycle de Vie appliquées aux biocarburants de première génération consommés en France* », Ademe, 2010.

(2) *Le pouvoir calorifique inférieur (PCI) qui est l'énergie thermique libérée par la combustion d'un litre de carburant. Le PCI des biocarburants est inférieur à celui des hydrocarbures fossiles dans lesquels ils sont*

de 7,9 % en 2019 et 8 % à compter de 2019. Pour les essences, le pourcentage cible d'incorporation est de 7,9 % en 2019 et 8,2 % en 2020.

– par la **sanction du non-respect des objectifs d'incorporation** par un fort prélèvement sous forme d'une taxe incitative relative à l'incorporation de biocarburants. Cette taxe est payée par le distributeur. Son taux est égal à la différence entre le taux d'incorporation cible et celui réalisé. Elle s'applique à une assiette qui est la totalité du chiffre d'affaires réalisée par le distributeur, TICPE incluse. Elle constitue une sanction très forte en cas de non-respect des cibles d'incorporation.

**On distingue trois générations de carburants** : les biocarburants dits « de première génération » sont ceux produits à partir de céréales, de plantes sucrières et d'oléagineuses et disponibles en station-service ; les biocarburants de deuxième génération sont issus de la biomasse lignocellulosique ; ceux de troisième génération utilisent la biomasse aquatique. Seule la première génération de biocarburants a atteint le stade industriel ; la deuxième repose sur des technologies matures mais n'a pas encore atteint un niveau de développement suffisant, quand la troisième n'est encore qu'au stade de la recherche. Les biocarburants de deuxième et troisième générations limitent les problématiques d'usage des sols et de concurrence avec les débouchés alimentaires.

La part d'énergie de ces biocarburants de première génération ne doit pas être supérieure à 7 % de la consommation finale d'énergie dans les transports 2020. La réglementation RED II <sup>(1)</sup>, votée en décembre 2018 a confirmé ce taux plafond. Elle fixe un objectif de 14 % d'énergie renouvelable dans les transports) à horizon 2030 pour chacun des États Européens. Cet objectif comprend le plafond de 7 % pour les biocarburants de première génération et un plancher de 3,5 % pour les biocarburants de deuxième ou troisième génération (hors huiles usagées) en 2030.

En France, le plafond de 7 % fixé pour l'incorporation de biocarburants conventionnels dans les carburants liquides est atteint. **La croissance de la part bio-sourcée dans les carburants se fera donc de façon exclusive par le développement des biocarburants avancés.** Une des priorités du projet de PPE est de développer les carburants dits « avancés » : ce projet prévoit l'intégration de 3,8 % de biocarburants avancés dans l'essence et 3,2 % dans le gazole à horizon 2028. Ces objectifs ont été revus à la baisse par rapport à la précédente PPE car la mélasse et l'amidon C ainsi que les résidus acides d'huiles alimentaires n'ont finalement pas été retenus dans la directive RED II <sup>(2)</sup> comme des biocarburants avancés.

---

*incorporés : de 34 % pour l'éthanol par rapport à l'essence et de 8 % pour le biodiesel par rapport au gazole.*

(1) DIRECTIVE (UE) 2018/2001 DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables.

(2) DIRECTIVE (UE) 2018/2001 DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables.

**Les freins à lever pour développer les biocarburants avancés sont essentiellement de nature technologique et économique : des volumes conséquents d'investissements devront être mobilisés pour développer et pérenniser ces filières.**

Votre rapporteur insiste sur l'importance de développer les carburants de synthèse à partir d'hydrogène vert et de CO<sub>2</sub> (voir *infra*).

### **3. Une complémentarité essentielle entre les réseaux d'énergie**

Tous les réseaux, d'électricité, de gaz, de chaleur et de froid ont un rôle majeur à jouer dans la transition énergétique.

#### **Les réseaux d'énergie**

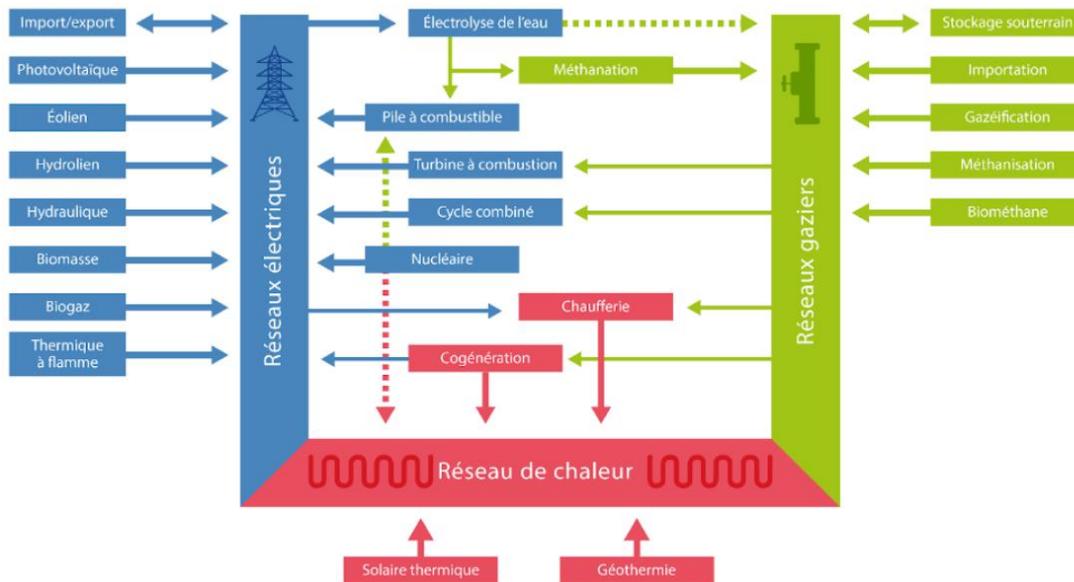
Pour le gaz et l'électricité, les réseaux de grand transport et d'interconnexion, gérés par RTE pour l'électricité et par GRTgaz ou Teréga pour le gaz, acheminent de grandes quantités d'énergie sur de longues distances avec un faible niveau de perte. Des réseaux de distribution, gérés par GRDF ou des entreprises locales de distribution (ELD) et, pour l'électricité par Enedis ou des ELD, acheminent l'énergie depuis les réseaux de transport jusqu'aux consommateurs finals qui ne sont pas directement raccordés aux réseaux de transport. Les réseaux de chaleur et réseaux de froid peuvent, eux, être créés par des collectivités territoriales afin d'assurer un service public local de distribution de chaleur. Ce service est souvent délégué à un tiers, chargé d'exploiter un réseau établi par la collectivité ou bien de construire lui-même le réseau à exploiter.

**Les réseaux doivent être adaptés pour faire face à l'apparition de nouveaux usages ainsi qu'à l'évolution de la production d'énergie** qui devient à la fois plus variable et plus décentralisée. Le déploiement des réseaux intelligents, appelés *smart grids*, qui intègrent les nouvelles technologies de l'information et de la communication, constitue une alternative au remplacement et au renforcement massif des réseaux. En collectant des informations sur l'état du réseau, les *smart grids* contribuent à une adéquation entre production, distribution et consommation d'énergie. **La complémentarité entre les réseaux est, également, essentielle.** Par exemple, grâce aux technologies de *power-to-gas*, les réseaux de gaz sont à même de faciliter l'insertion des énergies renouvelables intermittentes sur les réseaux d'électricité et de gaz. Le stockage thermique dans les réseaux de chaleur<sup>(1)</sup>, qui consiste à accumuler la chaleur excédentaire produite lors d'un instant donné, et à la restituer lorsque la demande sur le réseau, peut contribuer à une bonne complémentarité entre tous les réseaux.

---

(1) « Le stockage thermique dans les réseaux de chaleur », Ademe et Amorce, juin 2016.

## LA SYNERGIE ENTRE LES RÉSEAUX D'ÉNERGIE



Source : CRE

**La prise en compte des enjeux de la transition énergétique par les gestionnaires de réseaux et les collectivités concédantes progresse.** Les coopérations entre gestionnaires progressent.

Trois principaux freins à une meilleure participation des réseaux à la transition énergétique ont été soulevés lors des auditions :

– **certains acteurs auditionnés souhaiteraient pouvoir se raccorder plus rapidement au réseau, quitte à ce que le raccordement soit sous-dimensionné** (que seule une part de la puissance de l'installation puisse être injectée). Enedis a expérimenté ces solutions dans le cadre du démonstrateur Smart Grid Vendée et les résultats semblent satisfaisants. Dans le cadre de la modification en cours de décret sur les S3REnR, cet assouplissement pourrait être intégré et la solution généralisée.

– **l'insuffisante agilité du compte d'affectation spéciale (CAS) « financement des aides aux collectivités pour l'électrification rurale » (FACÉ) a été regrettée lors des auditions.** Les aides du FACÉ privilégient les travaux de renforcement et de sécurisation des réseaux. La Fédération nationale des collectivités concédantes et régies (FNCCR) auditionnée par la mission indique que « *s'il est bien adapté au financement des extensions et des renouvellements de réseaux, à la sécurisation physique des réseaux, en revanche, toute une série d'objets nouveaux évoqués par la Cour des comptes - économies d'énergie, rationalisation des réseaux, rénovation énergétique, stockage - mériteraient d'être inclus dans ce dispositif* »<sup>(1)</sup>. Ce constat figure également dans

(1) Audition du 21 mars 2019.

un récent rapport sénatorial<sup>(1)</sup>. Certains programmes spéciaux du FACÉ sont d'ailleurs caractérisés par une sous-consommation chronique des crédits qu'ils portent. Votre rapporteur préconise donc de fléchir autrement ces crédits en élargissant par exemple, à terme, les aides du FACÉ au soutien à la transition énergétique en milieu rural (rénovation de l'éclairage public, raccordement des énergies renouvelables, stockage etc.).

– **les difficultés rencontrées par les réseaux de chaleur.** D'après l'association Amorce, en 2018, pour la première fois, les réseaux de chaleur « vertueux », c'est-à-dire alimentés par plus de 50 % d'énergie renouvelable et de récupération, sont devenus plus coûteux que les réseaux fonctionnant à l'énergie fossile. Le frein tient à une compétitivité moindre des sources de chaleur renouvelables par rapport aux sources d'énergie fossiles, qui restent très compétitives. Cet élément central a été très bien résumé par M. François de Rugy, ministre d'État, ministre de la transition écologique et solidaire lors de son audition devant la mission le 28 mai 2019 :

*« [...] il faut être bien conscient du fait que la fiscalité carbone est un signal qui permet de dire à des investisseurs qu'il peut être rentable, à l'avenir, d'aller vers d'autres sources d'énergie que les énergies fossiles traditionnelles.*

*Je vous en donnerai un exemple très concret, avec des conséquences récentes mais très palpables : les réseaux de chaleur renouvelable. Il en a été peu question dans le débat politique, alors qu'ils constituent un élément important pour la transition énergétique. Il importe non seulement de les développer, mais aussi d'encourager le basculement des réseaux existants vers des énergies renouvelables comme le bois, en remplacement du gaz, du fioul ou du charbon. Or les équilibres économiques du secteur sont fragiles : les investissements sont lourds et s'amortissent sur le temps long. Dès que les prix du gaz et du pétrole baissent – en ce moment, ceux du pétrole augmentent, mais ceux du gaz ont plutôt tendance à diminuer –, cela rend l'équilibre économique de ces projets encore plus fragile. Ils pouvaient s'appuyer sur la trajectoire de la taxe carbone : à partir du moment où celle-ci a été interrompue, certains investissements ont tendance à être eux aussi stoppés. On peut faire le même calcul en ce qui concerne le gaz renouvelable : il est évident que cela a un impact direct sur la viabilité des projets. »*

Selon les calculs de la Fedene, depuis 2014, le prix de la molécule de gaz livrée a baissé de 10 euros, tandis que la taxe intérieure de consommation sur le gaz naturel (TICGN), sous l'effet de la contribution climat énergie (CCE), a augmenté 8 euros, de sorte que la compétitivité relative des projets de chaleur renouvelable a été obérée de 2 euros environ par mégawattheure (MWh). Si la taxation des énergies fossiles a un rôle important à jouer pour renforcer la compétitivité des réseaux de chaleur, certains acteurs auditionnés ont suggéré des

---

(1) « Le FACÉ : un outil indispensable mais perfectible au service de la qualité de l'électricité dans le monde rural », M. Jacques Genest, février 2017.

mesures intéressantes pour développer ces réseaux, comme le raccordement des bâtiments publics de l'État aux réseaux de chaleur vertueux, lorsqu'il en existe à proximité.

**Proposition : Permettre aux réseaux de jouer pleinement leur rôle dans la transition énergétique**

- Modifier la réglementation pour permettre aux producteurs de se raccorder plus rapidement au réseau, quitte à ce que le raccordement soit sous-dimensionné ;
- Élargir, à terme, les aides du FACÉ au soutien à la transition énergétique en milieu rural ;
- Soutenir le développement des réseaux de chaleur en imposant le raccordement des bâtiments publics de l'État aux réseaux de chaleur vertueux, lorsqu'il en existe à proximité.

**D. PERMETTRE À L'HYDROGÈNE DE JOUER PLEINEMENT SON RÔLE DANS LA TRANSITION**

L'hydrogène a un rôle majeur à jouer pour accroître la complémentarité entre les différents vecteurs énergétiques indispensables à l'atteinte des objectifs de réduction des gaz à effet de serre et de lutte contre le changement climatique, ainsi qu'à la sécurité d'approvisionnement. **Les premiers résultats de l'appel à projets « Écosystèmes de mobilité hydrogène » démontrent un réel intérêt sans précédent pour le déploiement de l'hydrogène sur l'ensemble du territoire national.**

*a. Le vecteur hydrogène apporte de nouvelles solutions*

**Il existe principalement deux manières de produire de l'hydrogène :**

– La première consiste à **produire de l'hydrogène à partir de composés organiques** (réformage, gazéification) de manière à rompre les liaisons solides entre le carbone et l'hydrogène. Ces technologies de production de l'hydrogène sont émettrices de CO<sub>2</sub>. L'hydrogène est alors carboné.

– La seconde consiste à **produire de l'hydrogène par décomposition de l'eau**. Différents procédés existent, utilisant un courant électrique ou une succession de réactions chimiques. La plus courante est l'électrolyse : la molécule d'eau, soumise à un courant électrique au travers de deux électrodes, se dissocie en oxygène et hydrogène gazeux. Si l'électricité utilisée est renouvelable, alors l'hydrogène produit est décarboné. Des études sont également menées pour produire de l'hydrogène grâce à des algues microscopiques ou des bactéries.

**Les trois principaux usages de l'hydrogène sont l'industrie, la mobilité et notamment mobilité lourde ainsi que le stockage de l'énergie :**

– **l'industrie** : l'hydrogène est un produit utilisé dans l'industrie pétrolière et dans l'industrie chimique. En France, le marché de l'hydrogène industriel représente environ 1 Mt ;

– **la mobilité** : l'hydrogène peut alimenter certains véhicules équipés de moteur à combustion interne fonctionnant au gaz, comme les bus ou les bennes à ordures ménagères ; il peut également alimenter directement une pile à combustible intégrée dans des véhicules électriques ;

– **le stockage de l'électricité** : l'hydrogène est produit par électrolyse et stocké et sa conversion en électricité est assurée par l'intermédiaire d'une pile à combustible. L'hydrogène peut être utilisé également comme vecteur de stockage soit par injection directe dans le réseau de gaz, soit par méthanation (production de méthane de synthèse), ce que l'on appelle également le *power to gas*. La méthanation est un procédé industriel consistant à faire réagir du dioxyde de carbone ou du monoxyde de carbone avec de l'hydrogène afin de produire du méthane et de l'eau. **L'hydrogène est une excellente façon de stocker l'énergie, indéfiniment.**

#### **Un exemple de power to gas : l'Hythane®**

Après deux ans d'études, la petite ville de Cappelle-la-Grande, 8 000 habitants, située dans l'agglomération dunkerquoise, a inauguré en juin 2018 un des premiers démonstrateurs *power to gas* de France. Le principe est simple : il consiste à récupérer l'énergie non consommée issue des énergies renouvelables pour la transformer en hydrogène sous forme solide. L'hydrogène est conservé puis injecté, à hauteur de 6 % à 20 % maximum, dans le réseau de gaz naturel.

**La priorité est de remplacer l'hydrogène fossile utilisé dans l'industrie par de l'hydrogène décarboné produit par de l'électricité renouvelable.** Pour M. Philippe Boucly, président de l'Association française pour l'hydrogène et les piles à combustible (AFHYPC), la France aurait d'ailleurs un réel avantage dans ce domaine : « *le mix électrique français est très décarboné, avec 72 grammes par kilowattheure. À moins de 180 grammes, il vaut mieux faire de l'hydrogène avec de l'électricité décarbonée plutôt que de l'obtenir par vaporéformage* ».

**Un soutien public est nécessaire pour ce faire**, le coût de revient de l'hydrogène décarboné étant encore très supérieur à celui de l'hydrogène carboné. Le projet de PPE indique qu'en 2018, le coût de revient de l'hydrogène produit en grande quantité à partir de produits fossiles (vaporéformage du gaz) s'élève entre 1,5 et 2,5 euros/kg. Or, il indique également qu'à l'horizon 2030, soit dans plus de dix ans, l'hydrogène produit par électrolyse pourrait coûter de l'ordre de 2,5 et 3,5 euros/kg, soit légèrement plus cher.

**Le deuxième usage à privilégier, en termes de maturité, concerne les transports**, notamment le transport lourd et certains transports qui sont mal adaptés aux batteries.

### ***Energy Observer* dessine le cercle énergétique de demain**

*Energy Observer*, mis à l'eau en 2017, est le premier navire hydrogène visant l'autonomie énergétique, sans émission de gaz à effet de serre ni particules fines. Cet ancien bateau de course a été reconditionné en navire à propulsion électrique fonctionnant grâce à un *mix* d'énergies renouvelables (solaire, éolien, hydrolien) et un système de production d'hydrogène décarboné à partir de l'eau de mer (deux formes de stockage sont utilisées : les batteries et l'hydrogène). Il vise à démontrer l'efficacité d'une chaîne de production énergétique complète, reproductible à terre à terme. *L'Energy Observer* est le premier ambassadeur des objectifs de développement durable de l'ONU nommé par le ministère de la transition énergétique et solidaire.

Le navire réalise actuellement son *Odysée* autour du monde, pour découvrir des solutions innovantes pour l'environnement, sur une durée de 6 ans, s'arrêtant dans 50 pays et sur 101 escales.

Pour certains acteurs auditionnés, le troisième usage de l'hydrogène, le stockage et le *power to gas*, n'est pas à promouvoir de suite. Pour eux, cette solution n'interviendra qu'à un horizon bien plus lointain et n'émergera que si les taux de renouvelables variables dans le système électrique dépassent les 80 %. Pour votre rapporteur, même si le besoin de stockage n'apparaîtra que d'ici une quinzaine d'années en métropole, des mesures doivent être prises dès aujourd'hui pour favoriser l'émergence de cet usage. **L'hydrogène ouvre un fort potentiel à moyen-long terme de décarbonation du gaz, il est donc essentiel de développer dès maintenant nos technologies de stockage massif et d'électrolyse afin de disposer d'une filière compétitive à moyen terme.**

#### ***b. L'hydrogène permet de produire des carburants de synthèse***

Les carburants de synthèse couvrent une large palette de carburants produits à partir de matières contenant les éléments chimiques hydrogène et carbone.

**L'une des méthodes qui semble les plus prometteuses consiste à produire du méthanol grâce à la gazéification de la biomasse.** La gazéification de la biomasse produit un gaz de synthèse contenant un mélange de monoxyde de carbone (CO), de l'hydrogène (H<sub>2</sub>) et d'autres molécules carbonées. Il peut être combiné avec un mélange d'hydrogène et de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) afin de produire du méthanol. Liquide et donc facilement stockable et distribuable via des stations-service existantes, le méthanol peut être utilisé pur dans des moteurs essence optimisés à cet effet, ou mélangé à de l'essence comme c'est le cas pour le M15 distribué en Chine. Il peut aussi être converti, soit en essence de synthèse, soit en un composé capable de se substituer au gazole.

**Le coût de production est l'enjeu principal des carburants de synthèse.** L'équation économique de leur adoption est aujourd'hui directement influencée par leurs concurrents principaux, les carburants d'origine fossile.

***c. Il est essentiel de ne pas rater le virage des technologies de piles à combustible***

La Cour des comptes, dans son rapport de mars 2018, porte un jugement sévère sur la capacité de notre industrie à bénéficier du développement des énergies renouvelables. Elle indique que « ***faute d'avoir établi une stratégie claire et des dispositifs de soutien stables et cohérents, le tissu industriel français a en définitive peu profité du développement des EnR*** ».

En matière de photovoltaïque, la France s'est laissée distancer. **Il est désormais essentiel de ne pas rater le virage des technologies de piles à combustible, d'autant que la France a de nombreuses cartes à jouer dans ce domaine.** La France est aujourd'hui à la pointe des technologies hydrogène. Comme l'a rappelé M. François-Xavier Olivieri, secrétaire général de la business unit « Hydrogène » d'Engie, des délégations étrangères viennent observer le fonctionnement des démonstrateurs français, dont les projets GRHYD<sup>(1)</sup> (gestion des réseaux par l'injection d'hydrogène pour décarboner les énergies) et Jupiter 1 000.

Il convient de relever avec attention que la Chine a pour objectif d'atteindre 1 million de véhicules à hydrogène en 2030.

L'Union s'est dotée d'un nouvel outil – les projets importants d'intérêt commun (PIIEC) – autorisant des aides d'État importantes pour des projets d'industrialisation. Pour l'instant, un seul projet portant sur la nanoélectronique a été validé fin 2018. Un second projet, sur les batteries électriques, devrait être prochainement prénotifié à l'été. En début d'année, la Commission a identifié sept autres chaînes de valeur stratégiques, dont l'hydrogène. **La France doit défendre l'idée selon laquelle cette chaîne de valeur est véritablement stratégique et gagnerait à faire l'objet de projets d'intérêts communs**, afin de créer une chaîne de valeur européenne structurée, avec un portefeuille de brevets, notamment sur l'électrolyse à haute température.

Les appels à projets permettront d'identifier les chaînes de valeur les plus pertinentes en France. D'après les auditions menées par la mission, le modèle qui se dégage est semi-centralisé avec des électrolyseurs situés près des gros consommateurs. **Pour votre rapporteur, il ne faut pas non plus exclure le positionnement d'électrolyseurs près des lieux de production d'énergie renouvelable.** Une étude réalisée en 2017<sup>(2)</sup> soutenue par la Commission européenne, portant sur plusieurs cas, dont un en France, près d'Albi, et d'autres en Allemagne et dans d'autres pays, montre que réaliser une production massive d'hydrogène à côté de grands parcs d'énergie renouvelable a du sens.

---

(1) GRHYD est basé sur le principe de l'injection d'hydrogène dans le réseau de gaz, dans une proportion limitée, de façon expérimentale. Jupiter 1000 représente l'étape suivante, celle de la méthanation, qui consiste à combiner du dioxyde de carbone avec de l'hydrogène pour produire du méthane.

(2) « Study on early business cases for H2 in energy storage and more broadly power to H2 applications », Tractebel, Engie, Hincio.

***d. Le développement de l'hydrogène peut être davantage encouragé***

– **De nombreux acteurs auditionnés ont souligné à la fois les incertitudes sur le budget réellement consacré à l'hydrogène vert ainsi que le manque de moyens.** Annoncé en juin, le plan hydrogène prévoyait une enveloppe de 100 millions d'euros dès 2019 afin de développer une filière française. Interrogée par votre rapporteur, l'Ademe a confirmé que, pour 2019, en soutien aux appels à projets demandés par le Gouvernement, les budgets disponibles sont : 8,7 millions d'euros pour l'appel à projets hydrogène mobilité, enveloppe rattachée au Fonds Air Mobilité doté de 30 millions d'euros ; 50 millions d'euros pour l'appel à projets hydrogène Industrie, enveloppe PIA dont l'ADEME est opérateur. Au-delà du fait que ces montants ne paraissent pas suffisants, votre rapporteur appelle de ses vœux une plus grande visibilité à court et moyen termes sur les moyens que l'État compte allouer à cette politique. Les industriels ont besoin d'une visibilité, au moins sur les cinq prochaines années. La DGEC a indiqué à votre rapporteur que « **le Gouvernement étudie les marges de manœuvre budgétaires qui peuvent être trouvées afin de financer les projets les plus prometteurs sélectionnés** » par appel à projets.

– Afin de permettre à l'ensemble des industriels de gagner en visibilité, **le sujet « hydrogène » gagnerait à être traité de manière transversale au sein du Conseil national de l'industrie (CNI).**

– **Les chercheurs ont également besoin d'une forte visibilité.** Un grand plan pluriannuel pour l'hydrogène en matière de recherche, via l'Agence nationale de la recherche (ANR) gagnerait à être déployé.

– **L'hydrogène vert n'est pas suffisamment valorisé par rapport à l'hydrogène carboné.** Afin d'y remédier, l'hydrogène bas carbone et l'hydrogène renouvelable pourraient être définis dans le code de l'énergie. De telles définitions sont, de toute façon, un préalable nécessaire à la mise en place d'un soutien public par appel d'offres, lequel gagnerait à être envisagé à court terme.

À cet égard, M. François de Rugy, ministre d'État, ministre de la transition écologique et solidaire, soulignait lors de son audition par la mission : « *je considère qu'il faut se mobiliser davantage. Des projets de territoire, portés à la fois par des collectivités locales et des industriels, sont très intéressants à cet égard, car ils permettent d'envisager le développement de démonstrateurs consacrés à l'utilisation et à la production d'hydrogène vert. Actuellement, hélas, celui-ci est plutôt noir, puisqu'il est issu du craquage du méthane, qui est fortement émetteur de CO<sub>2</sub>. Or, le but est bien d'exploiter l'électrolyse de l'eau, qui, elle, permet de produire de l'hydrogène sans émettre de CO<sub>2</sub>.* »

– Enfin, **certains acteurs ont fait part à la mission de leurs incertitudes quant à la fiscalité qui pèsera sur l'hydrogène** : « *nous nous interrogeons par exemple de façon récurrente sur la potentielle instauration d'une taxe sur l'hydrogène à moyen terme, qui pourrait infléchir les décisions d'investissement*

*des industriels* »<sup>(1)</sup> a ainsi indiqué M. Daniel Hissel, professeur à l'Université de Franche-Comté. Le Gouvernement pourrait utilement indiquer sa position sur le sujet.

**Proposition : Permettre à l'hydrogène de jouer pleinement son rôle dans la transition énergétique**

- Permettre le financement d'un nombre limité de projets de production et de stockage de méthane de synthèse par des appels d'offres avec complément de rémunération ;
- Traiter le sujet « hydrogène » de manière transversale au sein du Conseil national de l'industrie ;
- Définir l'hydrogène bas carbone et l'hydrogène renouvelable dans le code de l'énergie et examiner l'opportunité de mettre en place un soutien public par appel d'offres concurrentiel ;
- Mettre en place un grand plan pluriannuel pour l'hydrogène en matière de recherche, via l'Agence nationale de la recherche (ANR).

### **III. LE MIX DE CONSOMMATION DOIT ÊTRE PRÉCISÉMENT ÉLABORÉ**

#### **A. LEVER LES FREINS AUX ÉCONOMIES D'ÉNERGIE DANS LE SECTEUR DES BÂTIMENTS RÉSIDENTIELS ET TERTIAIRES**

Les enjeux liés à la consommation énergétique dans le bâtiment sont essentiels. Le parc immobilier est responsable d'environ 36 % de toutes les émissions de CO<sub>2</sub> dans l'Union européenne.

Au niveau national, le secteur du bâtiment représente près de 45 % de la consommation d'énergie finale et 27 % des émissions de gaz à effet de serre. Au sein de ces 45 %, la consommation du secteur tertiaire<sup>(2)</sup> représente environ 15 % de la consommation totale (dont la moitié relève du secteur public).

##### **1. Plusieurs textes européens, récemment renforcés, sont en vigueur dans le secteur du bâtiment**

La directive 2012/27/UE du 14 novembre 2012 posait un objectif de 3 % de rénovation annuelle des bâtiments de l'État. En France, seuls sont concernés les bâtiments des administrations centrales, et non ceux des collectivités locales. Une stratégie de réduction des consommations de l'ensemble du parc bâti existant au-delà de 2020 devait être déployée par les États membres. La directive 2010/31/UE du 19 mai 2010 fixe des exigences minimales en matière de performance énergétique, avec des mesures spécifiques pour les bâtiments neufs et les bâtiments existants. Tous les nouveaux bâtiments doivent atteindre le niveau de performance BEPOS (c'est-à-dire à énergie positive) en 2020 (et 2018 pour les bâtiments publics).

---

(1) Audition du 24 janvier 2019.

(2) Le secteur tertiaire représente 930 millions de mètres carrés, dont la moitié pour les bâtiments publics.

La nouvelle directive 2018/844 du Parlement européen et du Conseil du 30 mai 2018 sur la performance énergétique des bâtiments, adoptée dans le cadre du paquet « une énergie propre pour tous les Européens »<sup>(1)</sup> devra être transposée en droit français avant le 20 mars 2020. Le projet de loi relatif à l'énergie et au climat dispose que le Gouvernement est autorisé à prendre les mesures nécessaires par la voie d'une ordonnance. La directive repose sur l'adoption de stratégies nationales de long terme (2050) par les États membres : les émissions des bâtiments devront être réduites de 80 à 95 % d'ici à 2050, par rapport à leur niveau de 1990. Des jalons intermédiaires devront être fixés dans une feuille de route nationale en 2030, 2040 et 2050 et des indicateurs devront permettre de mesurer les progrès accomplis. La stratégie présentera les économies d'énergie attendues et les bénéfices en termes de préservation de la santé, de sécurité et de qualité de l'air. L'étude d'impact réalisée par la Commission souligne qu'un taux moyen annuel de rénovation de 3 % est nécessaire.

L'inventaire des approches de rénovation « rentables » qui sont adaptées au type de bâtiment et à la zone climatique devra être réalisé (recours à des notions telles que le « seuil de déclenchement », ou moments opportuns dans le cycle de vie d'un bâtiment, du point de vue par exemple de la rentabilité ou en vue de limiter les perturbations, pour opérer des rénovations visant à améliorer l'efficacité énergétique).

Les États membres doivent lutter contre la précarité énergétique et assurer l'égalité d'accès au financement. Ils doivent prévoir des mesures visant à simplifier le déploiement d'infrastructures de recharge en vue d'éliminer les obstacles à leur implantation<sup>(2)</sup>.

Les États membres devront prendre les mesures nécessaires en vue d'instaurer des inspections régulières des parties accessibles des systèmes de climatisation ou des systèmes de climatisation et de ventilation combinés ayant une puissance nominale utile supérieure à 70 kW<sup>(3)</sup>.

Les États membres doivent prévoir que les bâtiments neufs, lorsque cela est techniquement et économiquement réalisable, soient équipés de dispositifs d'autorégulation qui régulent séparément la température de chaque pièce ou, si cela est justifié, d'une zone chauffée déterminée de l'unité de bâtiment. Dans les

---

(1) Directive 2018/844 du Parlement européen et du Conseil du 30 mai 2018 modifiant la directive 2010/31/UE sur la performance énergétique des bâtiments et la directive 2012/27/UE relative à l'efficacité énergétique.

(2) Pour tous les nouveaux bâtiments à usage non résidentiel et ceux faisant l'objet de rénovations importantes, comptant plus de dix emplacements, la directive prévoit l'installation d'au moins un point de recharge pour les véhicules électriques et l'infrastructure de raccordement. Les États membres fixeront d'ici au 1er janvier 2025, les exigences d'installation applicables à tous les bâtiments non résidentiels comprenant plus de vingt emplacements de stationnement.

(3) Si c'est techniquement et économiquement réalisable, les bâtiments non résidentiels disposant de systèmes de chauffage ou de climatisation, combinés d'une puissance nominale utile supérieure à 290 kW, devront être équipés de systèmes d'automatisation et de contrôle des bâtiments d'ici 2025.

bâtiments existants, l'installation de dispositifs d'autorégulation devra être imposée lors du remplacement de générateurs de chaleur.

## **2. Les ambitions de la planification nationale paraissent difficiles à atteindre**

### ***a. L'objectif de parvenir rapidement à des résultats significatifs***

Selon la dernière enquête logement de l'INSEE <sup>(1)</sup>, la France métropolitaine compte, au 1<sup>er</sup> janvier 2018, 35,4 millions de logements. « *Depuis trente ans, le parc s'accroît de 1,1 % par an en moyenne. Sur 100 logements, 82 sont des résidences principales, 10 sont des résidences secondaires ou des logements occasionnels, et 8 sont des logements vacants.* » En 2018, l'habitat individuel représente 56 % des logements et, après avoir progressé entre 1999 et 2008, sa part est en léger recul car le nombre de logements collectifs augmente plus vite que celui des logements individuels.

La loi relative à la transition énergétique avait fixé des objectifs ambitieux :

- la rénovation de l'ensemble des passoires thermiques d'ici 2025 <sup>(2)</sup> ;
- la rénovation de 500 000 logements par an à compter de 2017, dont au moins la moitié est occupée par des ménages aux revenus modestes, visant ainsi une baisse de 15 % de la précarité énergétique d'ici 2020 ;
- la rénovation de l'ensemble du parc des bâtiments au niveau de la norme Bâtiment basse consommation en 2050.

L'Ademe, dans son scénario 2050, retient une hypothèse de, 500 000 logements par an faisant l'objet de rénovations thermiques performantes en moyenne, dont 120 000 logements sociaux, sur la période 2010-2030. Le rythme serait de 750 000 rénovations par an à partir de 2030.

La SNBC prévoit la réduction de la consommation énergétique finale dans le bâtiment de 28 % d'ici 2030. Le projet de PPE prévoit une diminution de 15 % de la consommation d'énergie finale des bâtiments en 2023, par rapport à l'année de référence 2010. Le scénario de référence du projet de PPE fixe des objectifs de réduction de la consommation d'énergie finale dans le secteur du bâtiment et des mesures pour les atteindre. Ainsi, la consommation d'énergie finale du bâtiment devrait-elle passer de 748 TWh en 2016 à 721 TWh en 2023 puis 661 TWh en 2028. La part de la chaleur renouvelable devrait être doublée entre 2016 et 2028.

---

(1) *Le parc de logements en France au 1<sup>er</sup> janvier 2018.*

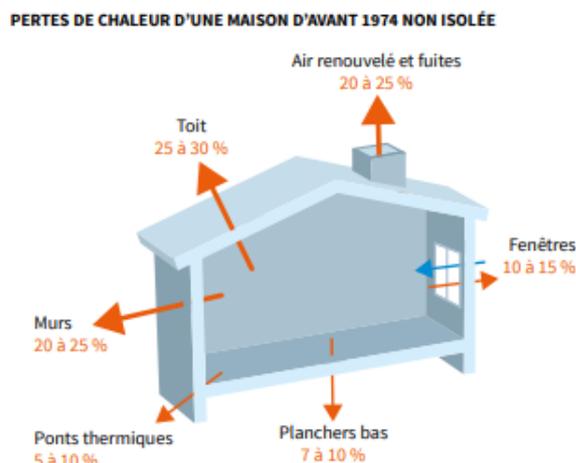
(2) *Avant 2025, tous les bâtiments privés résidentiels dont la consommation en énergie primaire est supérieure à 330 kilowattheures d'énergie primaire par mètre carré et par an doivent avoir fait l'objet d'une rénovation énergétique.*

Selon les données issues du projet de PPE, « en 2016, la consommation énergétique réelle du secteur résidentiel, liée pour une part importante aux besoins de chauffage, augmente de 5,1 % en raison du climat moins doux qu'en 2015. Elle s'établit à 468,7 TWh. Corrigée des variations climatiques, elle baisse en revanche de 1,0 %, après avoir été globalement stable entre 2007 et 2015. »

Dans le secteur tertiaire, les résultats apparaissent un peu plus encourageants. Ainsi, selon les données figurant dans la PPE : « en 2016, la consommation énergétique réelle du secteur tertiaire augmente de 1,7 %, pour atteindre 279 TWh. Corrigée des variations climatiques, elle diminue en revanche de 2,0 %. La confirmation de cette baisse marquerait une inversion de tendance par rapport aux années 2000, décennie au cours de laquelle la consommation a crû de manière quasi continue avant de se stabiliser depuis 2011. Cette baisse s'explique probablement à la fois par des efforts de maîtrise des consommations dans les bâtiments existants, et par une amélioration des performances thermiques des bâtiments neufs. »

Le scénario repose sur le renforcement progressif de la réglementation environnementale pour la construction neuve (introduction d'un critère d'émissions de gaz à effet de serre sur l'ensemble du cycle de vie du bâtiment) et un rythme de rénovation ambitieux qui devrait atteindre 300 000 rénovations complètes en moyenne sur la période 2015-2030 (soit environ 1 000 000 de gestes de rénovation, non inclus les remplacements de fenêtres, par an). L'utilisation de nouvelles technologies de maîtrise de la consommation, de nouvelles façons d'intégrer les problématiques bioclimatiques dans la conception et la rénovation des bâtiments (la réalisation d'ouvertures orientées au sud constitue par exemple un élément qui peut s'apparenter à la de la chaleur renouvelable), ainsi que la diffusion de comportements vertueux (abaissement de la température de chauffage) permettraient d'atteindre ces objectifs.

***b. Des opérations de rénovation sont bien menées dans le secteur résidentiel mais leurs effets sont insuffisants.***



Source : Fascicule « Isoler sa maison », ADEME 2018.

L'enquête « Travaux de rénovation énergétique des maisons individuelles » de l'Ademe, publiée en 2018, dite enquête « TREMI »<sup>(1)</sup>, met en lumière des éléments importants :

– **l'enjeu n'est pas tant la massification que la qualité des rénovations menées.** En effet, plus de 5 millions de maisons individuelles (un tiers du parc total) ont fait l'objet de travaux de rénovation entre 2014 et 2016 et ont généré près de 60 milliards d'euros de chiffres d'affaires. C'est en principe considérable mais seulement 25 % des rénovations ont permis de sauter au moins une classe de DPE, les 75 % restants n'ayant pas amélioré la classe de DPE des logements concernés. Cela n'invalide pas pour autant 75 % des opérations réalisées (l'efficacité énergétique pouvant être améliorée tout en restant dans la même classe de DPE, mais cela souligne l'ampleur de la tâche avant d'arriver aux objectifs de 2050 (tous les bâtiments devront avoir atteint le niveau BBC) ;

– **l'accompagnement des particuliers** n'est pas au niveau des attentes (seulement 15 % des ménages ayant réalisé des travaux ont bénéficié d'informations et d'accompagnement, et, surtout, 36 % de ceux ayant réalisé des travaux permettant de sauter deux classes énergétiques estiment avoir manqué d'accompagnement). À cet égard, les architectes, qui constituent un maillon central des rénovations d'ampleur, paraissent souvent oubliés dans la liste des acteurs sur lesquels s'appuyer et auxquels donner un rôle de conseil étayé. À cet

(1) Réalisée pendant le printemps 2017, en ligne, auprès d'un échantillon représentatif de la population française composé de 29 253 ménages résidant en maison individuelle en France continentale. Elle prend la suite de l'enquête bisannuelle d'OPEN mais intègre des évolutions rendant les résultats OPEN 2015 et TREMI 2017 non comparables.

égard, ce sont bien les maîtres d'ouvrage, maîtres d'œuvre et artisans qui doivent acquérir des compétences énergétiques et travailler ensemble ;

– **les résultats ne sont pas non plus au niveau escompté** : un tiers seulement des travaux sur les « toitures/combles » sont performants et ce ratio tombe à un sixième au niveau des postes « fenêtres/ouvertures » et « murs ». En outre, une déception certaine s'exprime en matière de qualité de l'air, les questions de ventilation constituant le parent pauvre de la rénovation énergétique, une défaillance qui pourrait être rattrapée par un effort d'information plus systématique. Une mauvaise ventilation a en outre un impact négatif sur la santé des occupants du logement. Cette question devrait être d'autant plus mise en valeur que l'enquête fait apparaître que **le confort constitue le premier motif de la rénovation (80 % des réponses), avant les économies d'énergie (50 % des réponses la mentionnent)** ;

– **le taux de satisfaction des ménages est, paradoxalement, élevé** (les travaux ayant été entrepris pour des raisons de confort plus que de performance) et 27 % des ménages ayant réalisé des travaux estiment que tous les travaux de maîtrise de l'énergie ont été faits, alors que, selon l'enquête TREMI, seules 5 % des rénovations réalisées ont eu un impact énergétique important (saut de 2 classes énergétiques du DPE ou plus). Il existe donc un décalage important entre les attentes des pouvoirs publics en termes de maîtrise de l'énergie des pouvoirs publics et celles des ménages en ce domaine : **la demande des ménages, quand elle s'exprime, n'est pas assez exigeante**. Là encore, une information mieux ciblée sur des cas réels et une présentation de façon la plus pédagogique possible des « pièges » à éviter devraient permettre de réaliser des travaux qui s'avèrent plus satisfaisants.

### 3. Un meilleur suivi doit être organisé

Le plan pour la rénovation des bâtiments le souligne justement : un travail important sur la connaissance est nécessaire. *« L'état du parc de bâtiments, tant résidentiels que tertiaires, est mal connu de même que les niveaux de consommation énergétique ou encore les actions de rénovation réalisées. Outre le manque de données fiables, se pose aussi la question de leur accessibilité pour les acteurs, publics ou privés, professionnels du secteur. Ils ne demandent pourtant qu'à s'en saisir pour mener et suivre plus efficacement leur action et créer des nouveaux services à forte valeur ajoutée. »*

**Il conviendrait en premier lieu de disposer d'outils de suivi précis et harmonisés au niveau national et local pour évaluer** la réalité de la dynamique de rénovation et des politiques publiques associées. Plusieurs types de suivi de données existent – enquêtes de l'Observatoire permanent de l'amélioration énergétique du logement (Open), base des diagnostics de performance énergétique (DPE), données des observatoires régionaux – mais elles sont incomplètes.

Il est prévu que l'Ademe, sous l'égide du comité de pilotage du plan de rénovation énergétique des bâtiments mette en œuvre un Observatoire national de la rénovation énergétique (articulation avec les acteurs existants : réseau des CERC, observatoire BBC, Observatoire national de la précarité énergétique, etc). En préalable, un tableau de bord de la rénovation énergétique doit être établi.

Installé en mars 2018, le comité de pilotage du plan de rénovation énergétique des bâtiments (Copreb) est coprésidé par le ministre chargé de l'Énergie et par le ministre chargé du Logement, il comprend les représentants des associations de collectivités (Régions de France, Assemblée des départements de France (ADF), Association des communautés de France (AdCF), Association des maires de France (AMF) et de personnalités qualifiées (notamment issues d'association de lutte contre la précarité énergétique). Il implique différents directions et opérateurs de l'État : direction générale de l'énergie et du climat (DGEC), direction de l'habitat, de l'urbanisme et des paysages (DHUP), direction de l'immobilier de l'État (DIE), ministère de l'Action et des Comptes publics, Agence nationale pour l'information sur le logement (Anil), Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (Ademe) et Agence nationale de l'habitat (Anah). Les présidents du Plan bâtiment durable et du Conseil supérieur de la construction et de l'efficacité énergétique représentent les acteurs de la filière.

#### **4. Des outils perfectibles et complexes**

Votre rapporteur souligne en préambule que le rythme d'accroissement du parc des constructions neuves est tel que la priorité doit bien être donnée au parc de logements existants.

Les travaux de la mission ont, sur la question de l'efficacité énergétique des bâtiments, essentiellement porté sur l'accès des particuliers aux aides disponibles. La réglementation thermique des bâtiments neufs en métropole (RT 2012) qui fixe un plafond de consommation <sup>(1)</sup>, des bâtiments neufs dans les départements d'outre-mer (RTAA DOM), ou des bâtiments existants rénovés, la réglementation relative aux travaux dits « embarqués » qui doivent être réalisés dans le cadre d'un ravalement ou d'une réfection de toiture par exemple, sont d'autres aspects importants de la transition énergétique dans le secteur du logement.

Plusieurs leviers sont mobilisés : un taux réduit de TVA, le crédit d'impôt pour la transition énergétique qui a été sensiblement renforcé pour les travaux réalisés après le 1er septembre 2014, l'éco-prêt à taux zéro, le programme de lutte

---

(1) Avec un niveau de consommation conventionnelle pour les bâtiments neufs de 50 kWh/(m<sup>2</sup>.an) en moyenne, contre 150 kWh/(m<sup>2</sup>.an) en moyenne pour la RT 2005. Ce seuil est modulé en fonction des usages des bâtiments, de leurs caractéristiques, de la localisation géographique ainsi que des émissions de gaz à effet de serre générées pour la biomasse et les réseaux de chaleur et de froid. Les besoins de chauffage sont en principe réduits d'un facteur 2 à 3, grâce à une meilleure conception des bâtiments et une meilleure isolation.

contre la précarité énergétique « Habiter mieux » mis en œuvre par l'Anah et ciblé sur les ménages les plus modestes du parc privé, et les actions développés par les organismes HLM pour le parc public.

Le rapport relatif aux aides à la rénovation énergétique des logements privés, remis par le Conseil général de l'environnement et du développement durable (CGEDD) et l'Inspection générale des Finances (IGF) <sup>(1)</sup> rappelle que les politiques publiques de soutien à la rénovation énergétique des logements privés avaient un coût de 3,2 milliards d'euros pour l'État en 2016, dont un peu plus de la moitié pour le CITE, près d'un tiers pour le taux réduit de TVA à 5,5 %, et un peu plus d'un huitième pour le programme Habiter Mieux de l'Agence nationale pour l'habitat (Anah), ce dernier dispositif étant soumis à un plafond de ressources. Le rapport souligne : « *la consommation conventionnelle du parc de logements pour l'année 2016 est ainsi estimée à 525 TWh. Selon la simulation effectuée, les mécanismes aujourd'hui en place ont permis de susciter 10,6 milliards d'euros de travaux de rénovation énergétique en 2016 pour un gain de 0,76 TWh de consommation énergétique soit 0,15 % de la consommation totale du parc. À horizon 2030 la poursuite de cette tendance conduirait à des économies de l'ordre de 18 % pour le parc existant. Cependant, l'estimation de la consommation conventionnelle du parc de logements à cet horizon doit aussi tenir compte des constructions neuves. La croissance du parc de logements est évaluée à 1,12 % en moyenne annuelle. Ces constructions neuves, conformes aux réglementations thermiques, affichent des performances énergétiques supérieures au parc existant mais viennent néanmoins augmenter la consommation énergétique globale, notamment en fonction de l'augmentation du nombre de ménages.* »

Les travaux menés par la mission d'information ont, sans surprise, souligné les difficultés d'accès aux aides disponibles. Ce n'est pas tant que les dispositifs manquent, c'est davantage leur lisibilité et leur cohérence qui est interrogée. Votre rapporteur partage ces interrogations.

---

(1) Rapport prévu par l'article 23 de la loi de finances pour 2017, remis en avril 2017.

**SYNTHÈSE DES DISPOSITIFS EN FAVEUR DE LA RÉNOVATION ÉNERGÉTIQUE DES LOGEMENTS**

Dispositif	CITE	Eco-PTZ	TVA à taux réduit	« Habiter mieux » ANAH
<b>Création du dispositif</b>	2005 (CIDD) - 2014 (CITE)	2009	1999	2010
<b>Fin prévue du dispositif</b>	Fin 2017	Fin 2018	—	—
<b>Nature des bénéficiaires</b>	Propriétaires, locataires, copropriétés	Propriétaires (occupants ou bailleurs), copropriétés	Propriétaires, locataires, copropriétés	Propriétaires modestes (occupants ou bailleurs), copropriétés en difficulté
<b>Nature et âge du logement</b>	Habitation principale > 2 ans	Habitation principale avant 1990	Toutes habitations > 2 ans	> 15 ans
<b>Taux ou montant d'aide et de prêt</b>	30 % du montant TTC après déduction des aides	0 % sur 3 à 15 ans	5,5 %	Propriétaires occupants : 35 %-50 % (*) montant HT + prime 10 % montant HT Autres : 25 % montant HT + prime 1 500 euros
<b>Plafond de subvention ou de prêt</b>	Montant maximum des dépenses TTC sur 5 ans 8 000 euros ou 16 000 euros (couple)	10 000 euros (action simple) 30 000 euros (bouquet de travaux ou travaux de performance)	—	Propriétaires occupants : 20 000 euros (**) Autres : 60 000 euros + prime 1 500 euros
<b>Conditions de ressources</b>	Non	Non	Non	Oui
<b>Conditions de performance énergétique</b>	Non	Possible	Non	Oui (25 % à 35 %)
<b>Assistance à maîtrise d'ouvrage exigée</b>	Non	Non	Non	Oui sauf travaux simples
<b>Diagnostic exigé</b>	Non	Non (sauf travaux de performance)	Non	Oui
<b>Entreprise certifiée RGE</b>	Oui	Oui	Non	Non
<b>Nombre de bénéficiaires</b>	NC	22 482 (2016)	—	40 726 (2016)
<b>Coût 2016 (en millions d'euros)</b>	1 670	75	1 100	349,5 + 80 (Fatt)

(\*) En fonction du niveau de ressources : 50 % pour les ménages très modestes et 35 % pour les ménages modestes

(\*\*) Plafond porté à 50 000 euros en cas de rénovation d'un logement indigne ou très dégradé.

Source : rapport relatif aux aides à la rénovation énergétique des logements privés, Conseil général de l'environnement et du développement durable (CGEDD) et Inspection générale des Finances (IGF).

Chacune des aides a été conçue pour un objectif propre, justifiant un champ et un niveau d'intervention spécifiques, qui peuvent être démontrés, sans vision d'ensemble. In fine, le résultat global apparaît complexe et peu satisfaisant.

Le crédit d'impôt pour la transition énergétique (CITE) a été créé par la loi de finances pour 2015, se substituant à l'ancien crédit d'impôt pour le développement durable (CIDD), qui avait lui-même remplacé le crédit d'impôt pour l'acquisition de gros équipements (ascenseurs, sanitaires, chauffage), créé par la loi de finances pour 2000. Il est accessible aux propriétaires, locataires ou occupants à titre gratuit pour les dépenses de travaux réalisés par un professionnel labellisé RGE dans leur résidence principale.

Le CITE, qui est défini à l'article 200 quater du code général des impôts, est égal à 30 % des dépenses engagées pour l'amélioration de la performance énergétique du logement. Les dépenses sont retenues dans la limite de 8 000 euros pour une personne seule et de 16 000 euros pour un couple soumis à imposition commune (avec une majoration de 400 euros par personne à charge). Le coût du CITE a fortement évolué, de 874 millions d'euros en 2015 (travaux réalisés en 2014) à près de 1,7 milliard d'euros aujourd'hui. Il avait, dans une forme précédente, atteint un coût annuel de 2,7 milliards d'euros.

Le dispositif a fait l'objet de plusieurs mesures de prorogation et de recentrages successifs. Il a, pendant une période, été nécessaire de réaliser des bouquets de travaux pour en bénéficier, ce qui faisait sens au plan de la rénovation mais était complexe à mettre en œuvre. Ses évolutions récentes <sup>(1)</sup> traduisent les difficultés à réorienter un dispositif dont l'existence crée des conditions d'activité, des habitudes spécifiques et, il faut bien le dire, des effets d'aubaine <sup>(2)</sup>.

Votre rapporteur souligne que les aides financières et le CITE peuvent bien être cumulés, sous réserve que le montant des aides perçues soit déduit des dépenses ouvrant droit au crédit d'impôt, ce qui est parfaitement en phase avec les règles régissant l'ensemble des réductions et crédits d'impôts. Certains acteurs ont jugé que cette déduction des aides reçues du montant des dépenses supportées devrait être supprimée. Votre rapporteur ne souscrit pas à ce raisonnement, et souligne que les réductions d'impôt ne peuvent par principe que porter sur des dépenses réellement exposées, pour leur montant réel (reste à charge).

Le CITE implique, par essence, un décalage dans le temps entre l'engagement des travaux et la perception du crédit d'impôt, obtenu l'année suivante lors de la liquidation de l'impôt afférent aux revenus de l'année n-1. Pour pallier cet inconvénient, qui constitue un obstacle pour les ménages les plus

---

(1) Exclusion des chaudières au fioul, exclusion des fenêtres au regard du faible gain par euro dépensé par la loi de finances pour 2018 puis réintégration avec un plafond de dépenses fixé à un niveau très bas de 100 euros par fenêtre par le projet de loi de finances pour 2020

(2) Qui ont notamment déjà été mis en évidence par la Cour des comptes dans son rapport sur l'évaluation de l'efficacité des dépenses fiscales relatives au développement durable, paru en novembre 2016.

modestes, le Président de la République s'était engagé à transformer le CITE en prime pour 2019, la réforme ayant été repoussée à 2020. Il en découle à ce stade une période de relative incertitude qui nuit au lancement de travaux ambitieux, les particuliers ne sachant pas quel sera le régime de cette nouvelle aide. Il conviendrait de clarifier la situation dès à présent, sans attendre la prochaine loi de finances, sous peine de grever les investissements réalisés fin 2019 et début 2020, les particuliers étant depuis plusieurs mois dans une situation d'attente vis-à-vis de la réglementation qui leur sera applicable, ce qui n'est pas satisfaisant.

**Le taux réduit de TVA de 5,5 %** est applicable aux travaux réalisés en vue de l'amélioration de l'efficacité énergétique d'un logement, qu'il s'agisse d'une résidence principale ou secondaire. Il concerne les travaux visant l'installation des matériaux et équipements éligibles au CITE. Entre 1999 et 2014, un taux réduit unique (5,5 % puis 7,0 % à partir de 2012) était applicable à l'ensemble des travaux d'entretien-amélioration des logements. Mais, depuis 2014, le taux réduit de TVA applicable aux travaux de rénovation énergétique a été abaissé et fixé à 5,5 % et le taux réduit de TVA applicable aux autres travaux d'entretien-amélioration des logements a été relevé à 10 %.

**L'éco-prêt à taux zéro (éco-PTZ)**, créé en 2009, repose sur une logique d'amélioration de la performance énergétique (bouquet ou taux d'économies d'énergie). Les intérêts du prêt bancaire sont pris en charge par l'État. Le montant du prêt peut aller jusqu'à 30 000 euros, selon les travaux réalisés, pour une durée allant de trois à quinze ans. Les travaux doivent être réalisés par une entreprise labellisée RGE. Ils peuvent consister en un « bouquet de travaux » comportant au moins deux actions de rénovation simultanées ou en travaux ayant pour but d'atteindre une performance énergétique globale (très peu utilisé). Le coût générationnel lié aux éco-prêts émis en 2017 s'élève à 3 millions d'euros. 24 315 prêts individuels ont été accordés en 2017. Les modalités d'accès à l'éco-PTZ sont souvent jugées trop complexes, les formulaires détaillés devant être remplis par le bénéficiaire et l'entreprise. Par ailleurs, des justificatifs des travaux doivent être apportés après leur réalisation. Enfin, les opérations imposant des bouquets de travaux sont souvent jugées trop contraignantes.

**Les certificats d'économie d'énergie (CEE)**, qui visent à mieux maîtriser de la demande énergétique, ont été créés en 2005. Les fournisseurs d'énergie (vendeurs d'énergie appelés les « obligés » : électricité, gaz, chaleur et froid, fioul domestique et carburants pour automobiles) sont incités à promouvoir l'efficacité énergétique auprès de leurs clients. Il leur est assigné une obligation triennale de « réalisation » d'économies d'énergie, calculée en fonction du poids de chacun dans les ventes d'énergie aux secteurs résidentiel et tertiaire de la période précédente. S'ils ne respectent pas leurs obligations, les obligés sont tenus de verser une pénalité libératoire. Les certificats d'économies d'énergie sont obtenus à la suite d'actions entreprises en propre par les obligés, par l'achat de certificats d'économies d'énergie auprès d'autres acteurs ayant mené des opérations d'économies d'énergie, tels que les ménages ou les professionnels, ou à travers des contributions financières à des programmes d'accompagnement. Le

fournisseur d'énergie obtient une unité de CEE par kWh cumac économisé. Une obligation supplémentaire de CEE pour les ménages en situation de précarité énergétique a été mise en œuvre en 2016. La 4<sup>ème</sup> période d'obligations de 2018 à 2020 représente un montant global de 1 600 TWhc, dont 400 TWhc dans le domaine de lutte contre la précarité énergétique. Cela représente deux milliards d'euros consacrés par les vendeurs d'énergie aux économies d'énergie. Au 30 juin 2018, 1 560 TWhc ont été délivrés dont près de 1 000 depuis 2015 <sup>(1)</sup>. Votre rapporteur souligne la complexité extrême de mise en place des dossiers, comparable aux éco-prêts à taux zéro. Le projet de loi relatif à l'énergie et au climat en cours de discussion, prévoit de renforcer la lutte contre la fraude aux CEE et, en particulier, les opérations fictives.

Le **programme « Habiter Mieux » de l'Agence nationale pour l'habitat (Anah)**, lancé en 2010, vise à lutter contre la précarité énergétique, l'habitat indigne ou dégradé. Il s'adresse aux ménages propriétaires occupants modestes et très modestes et est soumis à des conditions de ressources. Le budget de l'Anah est abondé par une partie des recettes des enchères tenues sur le marché européen du carbone EU-ETS. Ce programme a permis la rénovation thermique de 31 265 logements en 2013, 49 831 en 2014, 49 706 en 2015, 40 726 en 2016, et 52 266 en 2017. Son nouvel objectif défini par le plan climat pour la période 2018-2020 est fixé à 75 000 logements rénovés. On constate en moyenne un gain énergétique de l'ordre de 40 % dans le cadre du programme habiter mieux, ce qui est élevé et supérieur aux conditions exigées pour bénéficier de l'aide (seuil de 25 % de gain énergétique).

Enfin, de nombreuses aides sont proposées par les collectivités territoriales, qui ne bénéficient pas toutes d'une bonne visibilité.

Il ressort des travaux menés par la mission d'information que les aides sont trop instables dans le temps. Or, les travaux menés par les particuliers doivent s'appuyer sur des dispositions pérennes. Il faut bien constater que l'on se heurte là parfois aux limites intrinsèques de certains dispositifs, tels que le crédit d'impôt, dont l'évolution peut être annuelle avec l'examen de la loi de finances, et qui trouve sa place dans un cadre fiscal au sein duquel il est recommandé, pour des motifs évidents d'efficacité de la dépense publique, de cerner les niches fiscales dans le temps et de les réajuster au fur et à mesure qu'elles produisent leurs effets.

Les aides sont également trop complexes à articuler entre elles, car reposant sur des objectifs spécifiques, répondant à des temporalités et des critères propres. Les interlocuteurs diffèrent selon les aides. Ainsi, certaines aides doivent-elles être sollicitées dès avant la réalisation des devis, telles que les CEE. Les factures doivent ensuite être adressées dans un certain délai. Le CITE doit, quant à lui, faire l'objet d'une déclaration dans la déclaration de revenus après le paiement

---

(1) Le rapport sur le financement de la transition énergétique annexé au PLF 2019 indique : « Les CEE délivrés entre le 1<sup>er</sup> janvier 2015 et le 30 juin 2018 pour des opérations standardisées et spécifiques se répartissent de la façon suivante entre les secteurs : 62 % pour le bâtiment résidentiel, 12 % pour le bâtiment tertiaire, 17 % pour l'industrie, 5 % pour les transports, 3 % pour l'agriculture, 2 % pour les réseaux. »

des factures. Le facteur commun réside dans la réalisation des travaux par un professionnel qualifié « Reconnu Garant de l'Environnement » ou RGE (67 500 professionnels labellisés RGE en 2017), ce qui est une bonne chose.

La mise en œuvre du réseau et de la plateforme Internet Faciliter, accompagner et informer pour la rénovation énergétique (FAIRE) de l'Ademe, qui recense les professionnels et publie leur certification RGE, est une bonne démarche. Néanmoins, il convient de rappeler que plusieurs types de qualifications RGE existent selon les travaux à réaliser, ce qui ne simplifie pas les choses pour le particulier qui doit s'assurer que le professionnel dispose de la bonne qualification pour le type de travaux envisagés.

L'accès aux aides, s'il est possible, peut ainsi parfois être assimilé à une course d'obstacles.

S'agissant du recentrage des aides sur les rénovations les plus exigeantes, votre rapporteur estime qu'il ne paraît pas souhaitable de renforcer à l'extrême les ambitions des travaux, au risque d'exclure la plus grande partie des particuliers. Il souhaite toutefois attirer l'attention sur le fait que certains professionnels ont pu souligner l'intérêt des rénovations, même très modestes, dans le cadre d'une politique de petits pas. De telles démarches très ponctuelles peuvent difficilement être encouragées en ce qu'elles portent le risque de saupoudrer l'aide publique et de diluer considérablement son efficacité.

Il est donc, selon votre rapporteur, nécessaire de trouver un juste équilibre entre exigence et réalisme, compte tenu du public visé. Le plan pour la rénovation énergétique des bâtiments prévoit de favoriser les parcours de rénovation par étapes, ce qui fait sens. Il conviendra toutefois de s'assurer d'un niveau d'efficacité satisfaisant et d'une planification dans le temps cohérente des gestes de rénovation, en soulignant que certaines opérations doivent nécessairement être réalisées simultanément (isolation/ventilation). Les démarches doivent être « BBC compatibles »<sup>(1)</sup>.

On observe que le CITE et les aides en général bénéficient essentiellement aux propriétaires de maisons individuelles alors que ce sont les logements collectifs et ceux occupés par des locataires dont les performances énergétiques sont plus médiocres que la moyenne<sup>(2)</sup>. Ainsi, plus de 45 % des locataires du secteur privé occupent des logements aux performances énergétiques très basses correspondant aux étiquettes F et G, contre 20-25 % des locataires du parc social ou des propriétaires occupants. Le dispositif habiter mieux de l'Anah est certes ouvert aux copropriétés et comporte un volet pour les plus fragiles mais ce n'est pas suffisant. Il convient de réexaminer la manière d'intéresser ou de contraindre,

---

(1) Voir à cet égard les travaux d'Effnergie, association qui travaille à la massification de la rénovation BBC. En parallèle, elle porte la définition nationale des bâtiments à énergie positive.

(2) Rapport relatif aux aides à la rénovation énergétique des logements privés, remis par le Conseil général de l'environnement et du développement durable (CGEDD) et l'Inspection générale des Finances (IGF) (rapport prévu par l'article 23 de la loi de finances pour 2017).

si cela s'impose, les bailleurs à la rénovation des logements loués. Sans cela, les biens loués demeureront longtemps un angle mort de la rénovation énergétique. Votre rapporteur note avec satisfaction l'intention affichée dans le projet de PPE d'élargir le CITE rénové aux propriétaires bailleurs. La loi prévoit, depuis 2009, un partage possible entre propriétaire et locataire des gains liés aux travaux de rénovation énergétique mais elle est méconnue et très peu mise en œuvre. La loi relative à la transition énergétique prévoyait en son article 12 un critère de performance énergétique minimale des logements loués, mais le décret pris pour son application se contente de fixer le décret des caractéristiques relatives aux infiltrations d'air parasites ou à la ventilation du logement. Un niveau de performance énergétique minimal – tel que celui des 330 kWh/m<sup>2</sup>.an prévu par le décret du 26 décembre 2014 relatif aux logements sociaux mis en vente, n'a pas été fixé, ce qui est regrettable. Plusieurs amendements au projet de loi relatif à l'énergie et climat visent à interdire la mise en location de logements ne répondant à une norme chiffrée de plafond d'émissions de CO<sub>2</sub>, ce qui constitue une réponse efficace aux besoins de rénovation les plus criants, mais constitue un choix politiquement très difficile.

À la suite du plan climat, le Gouvernement a présenté le 26 avril 2018 le **plan de rénovation énergétique des bâtiments**, qui repose sur trois objectifs indissociables : la réduction des besoins en énergie des bâtiments, le recours à des systèmes efficaces pour limiter la consommation d'énergie et l'accélération du déploiement des énergies renouvelables. Le plan prévoit en particulier de :

– créer un fonds de garantie de plus de 50 millions d'euros pour aider 35 000 ménages aux revenus modestes par an. En effet, 7 à 8 millions de ce qu'il est malheureusement convenu de nommer « passoires thermiques » sont dénombrées en France. Parmi celles-ci, 3,8 millions sont occupées par des ménages modestes, dont 1,5 million de propriétaires de leur logement. Les objectifs de rénovation sont fixés de la façon suivante : rénover en 10 ans ce 1,5 million de « passoires thermiques » habitées par des ménages propriétaires à faible revenu (l'objectif est d'accompagner financièrement chaque année 150 000 rénovations de ce type). Cette cible s'inscrit dans l'objectif national de rénovation thermique de 500 000 logements par an, dont la moitié est occupée par des ménages aux revenus modestes. L'objectif complémentaire de rénovation de 100 000 logements sociaux chaque année (3 milliards d'euros doivent être mobilisés via le Grand plan d'investissement afin de rénover toutes les passoires thermiques du parc social durant le quinquennat (500 000) doit permettre d'atteindre 250 000 logements occupés par des personnes aux revenus modestes (l'objectif de la LTECV). Les 250 000 rénovations autres doivent être réalisées par les propriétaires, occupants ou bailleurs, dans le reste du parc ;

– simplifier les aides pour tous les Français en rendant forfaitaire le crédit d'impôt et en adaptant l'éco-prêt à taux zéro existant ;

– fiabiliser l'étiquette énergie des logements, le diagnostic de la performance énergétique (DPE), pour plus de confiance ;

– mieux former les professionnels et mieux contrôler la qualité des travaux en réformant le label RGE (reconnu garant de l’environnement), en investissant 30 millions d’euros dans la formation des professionnels et 40 millions d’euros dans l’innovation ;

– encourager une rénovation massive des bâtiments publics de l’État et des collectivités en mobilisant 4,8 milliards d’euros.

Le Gouvernement débloquera plus de 200 millions d’euros dédiés à accélérer la mise en route du plan rénovation, via les programmes de Certificats d’économies d’énergie (CEE).

## **5. Mieux conseiller les particuliers**

Les retours sur investissement sont longs et nécessitent un accompagnement qui ne doit pas être limité à des aides financières mais doit aussi apporter un éclairage technique et indépendant sur les possibilités d’amélioration et les retours attendus.

### **Le service public de la performance énergétique de l’habitat (SPPEH)**

La loi pour la transition énergétique a prévu la mise en place du service public de la performance énergétique de l’habitat (SPEEH). Les plateformes territoriales de la rénovation énergétique (PTRE) ont été créées par la loi, à l’échelle d’un ou de plusieurs EPCI. Cependant, un certain foisonnement des structures et des missions réduit la lisibilité de cette organisation. Le premier interlocuteur du particulier localement est en principe le guichet unique local « point rénovation info service » (PRIS), qui diffuse des informations relatives aux solutions de financements mobilisables, aux solutions techniques, aux professionnels, mais aussi des conseils juridiques. L’information diffusée auprès des particuliers repose en grande partie sur le réseau des conseillers « info énergie » dont le travail a été salué au cours des travaux de la mission. Mais ce réseau ne peut, à lui seul, supporter l’ensemble des tâches relevant d’un service public dédié à l’efficacité énergétique.

Le rapport rendu en 2017 sur cette question <sup>(1)</sup> souligne les améliorations à apporter, en termes de rationalisation et d’homogénéisation du service rendu au particulier, qui souhaite pouvoir s’appuyer sur un tiers de confiance. Une démarche pro-active doit être encouragée dans la diffusion de l’information et la participation à des événements donnant de la visibilité à la question de la rénovation énergétique. Les régions et EPCI ont également vocation à devenir des acteurs de premier plan par leur contribution à la massification de la rénovation des logements (en déployant des opérations territorialisées de rénovation), le versement d’aides financières aux particuliers, le suivi et l’observation des

---

(1) Le service public de la performance énergétique de l’habitat : analyse et propositions, rapport établi par M. Michel Piron et M. Benoît Faucheu, missionnés par Régions de France et le Conseil supérieur de la construction et de l’efficacité énergétique.

rénovations aidées sur le territoire. Il convient de relever que les différences climatiques (par exemple outre-mer) mais aussi sociales ou démographiques nécessitent de donner toute leur place aux collectivités territoriales.

La question du financement de ce service public n'est pas clairement tranchée et les régions appellent à un financement cohérent avec l'ambition du dispositif.

Les **limites du DPE** ont été soulignées au cours des travaux de la mission (ils dépendent en bonne partie du mode de vie des habitants, ils sont fixés selon les consommations d'énergie primaire, notion abstraite pour les personnes concernées, qui raisonnent en énergie finale consommée). Le plan pour la rénovation de l'habitat prévoit que le diagnostic de performance énergétique sera fiabilisé d'ici mi-2019 et plus facilement rendu opposable et que les contrôles des diagnostiqueurs soient renforcés.

La première mesure serait de s'assurer que les travaux prescrits sont les bons et que le projet a été validé par un professionnel compétent <sup>(1)</sup>.

M. Guillaume Feyniès, pour l'UFC Que choisir, estimait nécessaire que le professionnel s'engage sur un résultat au terme de la rénovation et soit donc tenu par une obligation de résultat. Des dispositifs d'engagements couverts par une police d'assurance portant sur les résultats énergétiques, avec des marges d'erreur de l'ordre de 5 % tolérées, existent et devraient être diffusés.

**Le manque de transparence sur le coût**, élevé, des équipements a également été souligné par l'association, qui dénonce des écarts de prix constatés en France ou entre États européens : *« un autre frein important est celui que constitue le coût élevé des équipements. Selon une étude de 2015 de la Commission européenne, un panneau photovoltaïque d'un kilowatt coûte, en Belgique, entre 1 400 et 1 700 euros, contre 2 300 euros en France, écart de prix que nous ne parvenons pas à expliquer, et qui va même, d'un pays européen à l'autre, du simple au double ou au triple pour d'autres équipements »* (audition du 18 novembre 2018). Une trop faible concurrence en France rend difficile l'appréhension du juste prix d'une intervention pour le particulier. D'autant que, le nombre de professionnels qualifiés RGE n'étant pas très élevé, ils sont peu disponibles et la comparaison de devis entre professionnels qualifiés est difficile.

Dans son rapport sur le plan de programmation des emplois et des compétences, rendu en février 2019, Laurence Parisot rappelle que, *« selon les critères [établis par] l'Ademe, 131 020 emplois en 2015 <sup>(2)</sup> seraient liés à l'amélioration de l'efficacité énergétique du bâtiment-résidentiel, c'est-à-dire l'isolation, le remplacement des ouvertures, l'installation des chaudières à condensation et d'électroménagers énergétiquement performants. »* Les métiers

---

(1) C'est en principe exigé pour le CITE pour lequel la date de la visite préalable à l'établissement du devis devant servir à assurer la validité de la démarche doit en théorie figurer sur la facture émise.

(2) Sur les 300 000 emplois ETP dans la transition énergétique identifiés en 2015.

de conception (architectes, bureaux d'études) sont appelés à mieux connaître les éléments techniques et les réglementations thermiques. Les gestes métiers sont appelés à évoluer dans de nombreux corps de métier. L'organisation du travail implique, dans des rénovations plus globales, de mieux coordonner les différents corps de métier, dans un secteur traditionnellement caractérisé par une forte autonomie. La transformation des compétences passe à la fois par la formation initiale et la formation continue. S'agissant de la formation initiale, les acteurs entendus par la mission ont témoigné d'un manque d'appétence pour ces métiers, malgré l'existence de formations. La pénurie de main-d'œuvre a été confirmée par les travaux de la mission d'information. Un accord-cadre signé entre l'Ademe et la Fédération française du bâtiment concentre les efforts sur l'acquisition de compétences par des formations sur des cas concrets. Le rapport souligne que les formations permettant la délivrance de la qualification RGE sont jugées trop théoriques. Les délais d'obtention de la certification après la formation sont critiqués par les professionnels. On peut enfin observer qu'une personne, qui peut être le gérant, doit être formée au sein de l'entreprise pour que cette dernière obtienne la mention RGE, alors que rien ne permet d'assurer la transmission des savoirs au sein de l'entreprise.

Les travaux de rénovation sont une chose mais l'usage quotidien doit aussi retenir toute l'attention. Ainsi, la **maintenance** des équipements est-elle également essentielle, qu'il s'agisse de chaudières classiques ou utilisant une source d'énergie renouvelable.

Le compteur **Linky**, en fournissant des données de consommation en temps réel, est dans son principe très utile pour favoriser les économies d'énergie. Il permet au consommateur de prendre conscience des actions à mener. Mais, pour l'instant, ces données sont peu et mal utilisées. Les données de consommation au pas de la demi-heure ne sont ainsi récupérées que pour 3 % des 13 millions de consommateurs équipés de Linky. L'Ademe estime dans son avis de septembre 2018 sur les compteurs communicants Linky que, pour les particuliers, les économies d'électricité liées à ce type de compteur pourraient aller de quelques pourcents jusqu'à 10 % pour les plus gros consommateurs, mais dépendent fortement des conditions d'accompagnement des ménages. Là encore, un effort d'information mieux affirmé doit être entrepris afin d'éclairer un large public sur les fonctionnalités d'un tel outil, pour lui-même – c'est-à-dire son bénéfice direct – et non seulement pour Enedis, mais aussi sur les protections apportées à leurs données à caractère personnel, qui constituent encore une préoccupation centrale obérant l'efficacité globale du dispositif. Les données devraient également servir aux gestionnaires du réseau de distribution afin de mieux accompagner l'installation des énergies renouvelables décentralisées et le déploiement des véhicules électriques.

## 6. Le chauffage

Votre rapporteur souligne que le premier geste de rénovation devrait consister en une isolation thermique efficace. Celle-ci impacte directement le besoin en chauffage du logement.

La France souffre d'une trop forte proportion de chauffage à l'électricité (un tiers du parc de logements français est chauffé à l'électrique<sup>(1)</sup>) qui a été historiquement diffusé et survalorisé dans un contexte de faible coût de l'électricité, pour des logements trop souvent mal isolés, et qui place notre pays dans une situation tout à fait spécifique, et même atypique car elle n'est pas observée ailleurs (chez nos voisins allemands notamment, l'électricité étant onéreuse, on ne se chauffe pas à l'électrique).

La PPE prévoit, d'ici 2023, le remplacement de 10 000 chauffages charbon (la moitié de ceux restants) et 1 million de chaudières fioul (sur un parc restant de 3,5 millions) par des moyens de production de chaleur renouvelable ou des chaudières au gaz à très haute performance énergétique, ainsi que 9,5 millions de logements chauffés au bois avec un appareil efficace. La sortie du chauffage au charbon chez les particuliers est prévue pour 2028.

Un minimum de chaleur renouvelable sera imposé dans tous les bâtiments neufs dès 2020.

Votre rapporteur observe que la PPE prévoit que les pompes à chaleur fassent l'objet d'une politique volontariste, avec un objectif de multiplication par près de trois des installations d'ici 2028 (par deux dans le tertiaire).

Le parc de pompes à chaleur (PAC) en 2017 est de 7,1 millions d'équipements installés, dont 78 % de PAC air/air, 13 % de PAC air/eau, 6 % de chauffe-eau thermodynamiques et 3 % de PAC géothermiques. La production thermique renouvelable des équipements de la filière PAC s'élève à 27,6TWh en 2017. La part EnR valorisée par les PAC se situe à 75 % dans les maisons individuelles, 16 % dans le tertiaire et 9 % dans le collectif. Les objectifs de l'exercice PPE précédent pour 2018 ont été dépassés en 2016. Le projet de PPE souligne que « *la situation est cependant contrastée entre les pompes à chaleur aérothermiques et les pompes à chaleur géothermiques : on constate en effet d'un côté un fort développement du marché des PAC air/air, un ralentissement du développement de la PAC air/eau et un fort ralentissement de la PAC géothermique (-15 % de ventes par an depuis 2008).* »

Votre rapporteur estime que les pompes à chaleur géothermiques devraient faire l'objet d'un soutien plus marqué de la part de la puissance publique, qui permette de les différencier dans les aides applicables.

---

(1) Ademe.

Le scénario 2017-2050 de Negawatt suppose des substitutions entre vecteurs qui modifient fortement les parts des énergies utilisées pour le chauffage et l'eau chaude sanitaire, au profit principalement des pompes à chaleur. Toutefois, la généralisation des pompes à chaleur se heurtera aux limites du système électrique, les solutions renouvelables devant être diversifiées <sup>(1)</sup>.

## 7. l'État exemplaire ?

M. Gilles Vermot-Desroches, directeur du développement durable de Schneider Electric a traduit devant la mission un sentiment partagé par nombre des acteurs entendus : « *Le premier grand frein à la transition énergétique en France – pays plus administré que d'autres – est de n'avoir, dans ce domaine, qu'un État régulateur et jamais exemplaire. [...] Les études, notamment celles du Centre scientifique et technique du bâtiment (CSTB), montrent que tous les systèmes de gestion intelligente de ces bâtiments, en commençant basiquement par la boucle d'eau chaude, sont de nature à être rentabilisés en moins de deux ans. Un État qui a pris l'habitude de réglementer le sujet pour les acteurs privés, plus particulièrement dans le secteur résidentiel, et qui est propriétaire d'un stock de bâtiments tertiaires dont il gère plus du tiers, pourrait, par son action, pousser une filière, rénover des pratiques, créer de l'emploi et donner l'exemple à tous nos concitoyens.* »

La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte prévoit, s'agissant du parc de bâtiments tertiaires, un objectif de réduction de la consommation énergétique globale de 40 % en 2030 et 60 % en 2050.

La loi Elan a reporté la première échéance (initialement fixée à 2020) pour atteindre une baisse de consommation d'énergie dans le tertiaire d'au moins 40 % à 2030, 50 % en 2040 et 60 % en 2050 par rapport à 2010. La loi prévoit un nouveau décret encadrant la rénovation énergétique du parc tertiaire, qui doit paraître sous peu.

Le projet de PPE indique que des obligations d'efficacité énergétique seront appliquées aux bâtiments tertiaires existants pour atteindre une réduction de 40 % de leur consommation d'énergie en 2030 par rapport à 2010, en visant tous les secteurs d'activité et en limitant les dérogations aux seuls bâtiments de moins de 1 000 m<sup>2</sup>.

Le plan rénovation énergétique indique que le parc tertiaire public représente approximativement 380 millions de m<sup>2</sup> soit 37 % du parc tertiaire national. L'État et ses opérateurs sont propriétaires d'environ 100 millions de m<sup>2</sup>, tandis que les collectivités territoriales possèdent environ 280 millions de m<sup>2</sup>. Dans le cadre du Grand plan d'investissement, le Gouvernement doit intensifier la rénovation de ce parc (financements, ingénierie, travaux, intervention sur les usages, etc.), à hauteur de 4,8 milliards d'euros. L'État se fixe l'objectif de réduire

---

(1) Audition du 7 mars 2019.

la consommation énergétique de son parc de 15 % à l'horizon 2022, par rapport à 2010.

Des mesures sont attendues dans le cadre du projet de loi relatif à l'énergie et au climat sur ce sujet.

Le décret relatif aux bâtiments tertiaires, notamment ceux de l'État et des collectivités territoriales, devrait paraître prochainement a indiqué devant notre mission d'information Mme Emmanuelle Wargon <sup>(1)</sup>.

Au-delà des bâtiments basse consommation, votre rapporteur souhaite apporter un éclairage particulier sur les constructions passives, encore peu développées en France, malgré une rentabilisation possible sur le moyen terme grâce aux économies d'énergie. En effet, la dépense énergétique pour le chauffage doit être deux fois moindre que celle d'un projet respectant la RT 2012.

Le rôle d'exemplarité des projets publics trouve ici à s'appliquer. Un exemple de construction intéressant peut être mentionné dans la commune de Frévin-Capelle, dont la salle polyvalente, construite à partir de matériaux biosourcés (ossature bois et isolation paille) est un bâtiment passif.

Votre rapporteur alerte enfin sur l'intention inscrite dans la PPE de **réviser le coefficient de conversion en énergie primaire utilisé dans les bâtiments neufs** <sup>(2)</sup> pour prendre en compte le *mix* énergétique projeté en 2035, qui trouverait à s'appliquer dans la transposition par ordonnance du paquet une énergie propre pour tous les Européens, telle qu'elle est prévue par le projet de loi relatif à l'énergie et au climat. L'impact de cette mesure ne doit en effet pas aboutir à requalifier des passoires thermiques et à les exonérer d'obligations de rénovation.

---

(1) Audition du 13 juin 2019.

(2) Il est indiqué que les facteurs de conversion en énergie primaire de l'électricité (*Fep*) utilisés dans la réglementation des bâtiments neufs (RT 2012, Label E+C-, RE 2020) pour prendre en compte le mix électrique projeté en 2035 dans la PPE. La méthode de calcul utilisée sera celle retenue par l'Union européenne dans le cadre de la révision de la directive 2012/27/UE relative à l'efficacité énergétique. La directive. Le coefficient de conversion par défaut est égal à 2,1 mais les Etats membres peuvent justifier d'un autre coefficient, compte tenu des progrès technologiques et de la part croissante des sources d'énergie renouvelables dans le secteur de la production d'électricité.

**Proposition : Mieux définir et accompagner les rénovations de logements**

- Disposer d'un outil de suivi partagé des rénovations et de leur qualité énergétique. Le rendre accessible aux acteurs impliqués (l'Etat, les collectivités territoriales, les professionnels du bâtiment, les particuliers) ;
- Valider régulièrement l'atteinte d'objectifs intermédiaires, annuels ou bisannuels ;
- Mieux former les architectes et préciser leur rôle de conseil en matière de transition énergétique ;
- Harmoniser et clarifier la mise en œuvre du service public de la performance énergétique de l'habitat (SPPEH), clarifier le financement de ce service public à un niveau conforme à son ambition ;
- Diffuser davantage l'information aux ménages, non seulement sur les aides qu'ils peuvent percevoir, mais également sur les bonnes pratiques, les résultats à attendre et les pièges à éviter ;
- Clarifier dès à présent la réforme qui permettra la transformation du CITE en prime en 2020, l'incertitude étant préjudiciable aux investissements ;
- Aider plus spécifiquement les pompes à chaleur géothermiques

**Proposition : Engager résolument la transition dans le secteur tertiaire**

- Mettre en œuvre rapidement les obligations s'imposant à l'État et aux collectivités territoriales s'agissant de l'efficacité énergétique du parc tertiaire

## **B. LEVER LES FREINS À UNE MOBILITÉ DURABLE**

Au niveau européen, un tiers de la consommation d'énergie finale est due au secteur des transports et celui-ci représente 24 % des émissions de GES en 2015 <sup>(1)</sup> (hausse des émissions de 23 % depuis 1990).

Selon l'Agence européenne pour l'environnement, en 2016, le transport par route représentait près de 72 % du total des émissions de GES dans le secteur du transport européen (y compris le transport aérien et maritime international). 44 % de ces émissions étaient dues aux véhicules particuliers et 19 % au poids-lourds.

**En France un tiers de l'énergie est consommée par les transports (44 MTeP en 2016). Surtout, les transports sont le premier secteur consommateur de produits pétroliers, avec 74 % de la consommation finale énergétique française de ces produits.**

Pour le secteur des transports, on observe dès 2015 des résultats déviant fortement de la trajectoire SNBC et supérieurs à la part sectorielle indicative des budgets-carbone. Les premières estimations pour 2016 indiquent un dépassement de +6 % par rapport à l'objectif annuel. Estimées à 136 MtCO<sub>2</sub>eq, elles sont plus élevées qu'en 1990, de +12,4 %.

---

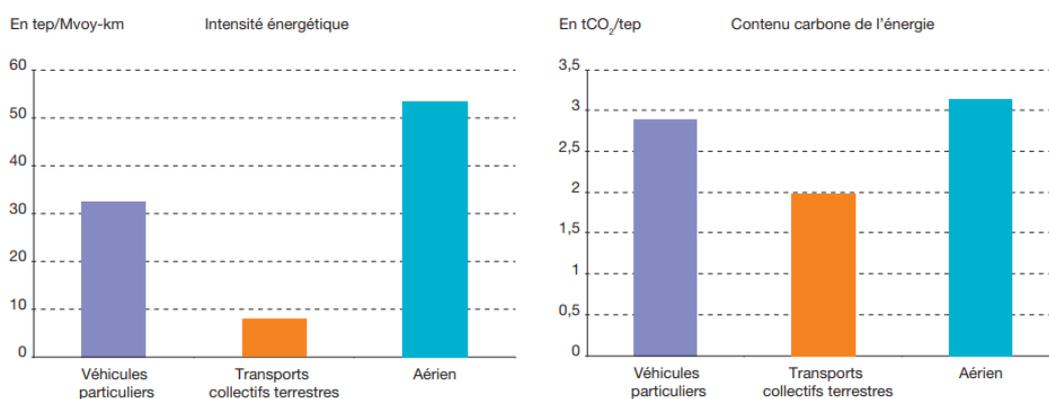
(1) Transport in the European Union Current Trends and Issues April 2018.

**Le transport de voyageurs** est à l'origine de l'émission de 76,4 Mt CO<sub>2</sub> en 2016, soit 25 % des émissions nationales dues à la combustion d'énergie <sup>(1)</sup>. Le transport individuel routier (voitures particulières et deux roues) représente à lui seul 93 % de ces émissions en 2016, contre 4 % pour le transport collectif terrestre (routier et ferroviaire) et 3 % pour les vols intérieurs. On note une baisse significative du taux d'occupation moyen des voitures particulières (de 1,78 passager en 1990 à 1,58 en 2016).

Tous modes confondus, les émissions du transport de voyageurs ont augmenté de 8 % entre 1990 et 2016, plus modérément que la hausse de l'activité mesurée en voyageurs-kilomètres (+ 30 %). Cela s'explique par la baisse du contenu carbone de l'énergie utilisée, liée à l'électrification croissante des transports collectifs, et à la baisse du contenu en CO<sub>2</sub> de l'électricité elle-même (développement du nucléaire puis des EnR) <sup>(2)</sup>.

Le tableau suivant, issu de la publication d'août 2018 *Les facteurs d'évolution des émissions de CO<sub>2</sub> liées à l'énergie en France entre 1990 et 2016* du Commissariat général au développement durable, présente la consommation d'énergie par voyageur-kilomètre et le contenu carbone de l'énergie du transport de voyageurs, par mode de transport.

**Figure 11 : intensité énergétique et contenu carbone de l'énergie du transport de voyageurs par mode en 2016**



Source : calculs SDES

La publication précitée indique que « **le transport de marchandises** (hors véhicules utilitaires légers) est à l'origine de l'émission de 22,9 MtCO<sub>2</sub> en 2016, soit 7 % des émissions nationales dues à la combustion d'énergie. Encore davantage que pour les voyageurs, la route est largement prédominante, représentant 97 % de ces émissions en 2016, contre 2 % pour le ferroviaire et 1 % pour le fluvial. »

(1) Les facteurs d'évolution des émissions de CO<sub>2</sub> liées à l'énergie en France entre 1990 et 2016 du Commissariat général au développement durable, août 2018.

(2) Les facteurs d'évolution des émissions de CO<sub>2</sub> liées à l'énergie en France entre 1990 et 2016 du Commissariat général au développement durable, août 2018.

Votre rapporteur rappelle que les prestataires de transports, de voyageurs comme de marchandises, doivent informer chaque bénéficiaire de la quantité de gaz à effet de serre (GES) émise à l'occasion du transport demandé. Limitée initialement (à compter du 1er octobre 2013) au CO<sub>2</sub>, l'information a été étendue par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, depuis le 1<sup>er</sup> juin 2017 à d'autres gaz à effet de serre. Le tableau suivant, issu du guide méthodologique actualisé du ministère de la transition écologique et solidaire de 2018 *Information CO<sub>2</sub> des prestations de transport*,<sup>(1)</sup> présente le facteur d'émission de CO<sub>2</sub> des différentes sources d'énergie.

Nature de la source d'énergie	Type détaillé de la source d'énergie	Unité de mesure de la quantité de source d'énergie	Facteur d'émission (kg de CO <sub>2</sub> e par unité de mesure de la quantité de source d'énergie)		
			Phase amont	Phase de fonctionnement	Total
Electricité	Consommée en France métropolitaine (hors Corse)	Kilowatt-heure	0,048	0,000	0,048
	Consommée en Corse	Kilowatt-heure	0,59	0,00	0,59
	Consommée en Guadeloupe	Kilowatt-heure	0,70	0,00	0,70
	Consommée en Guyane	Kilowatt-heure	2,56	0,00	2,56
	Consommée en Martinique	Kilowatt-heure	0,84	0,00	0,84
	Consommée à Mayotte	Kilowatt-heure	0,78	0,00	0,78
	Consommée à La Réunion (hors France)	Kilowatt-heure	0,78	0,00	0,78
Carburant aéronautique	Car buréacteur large coupe (jet B)	Litre	0,53	2,48	3,01
	Essence aviation (AvGas)	Litre	0,53	2,48	3,01
	Kérosène (Jet A1 ou Jet A)	Litre	0,53	2,52	3,05
Essence automobile	Supercarburant sans plomb (95, 95-E10, 98)	Litre	0,53	2,28	2,80
	E 85	Litre	1,01	0,67	1,68
Fioul	Light fuel oil ISO 8217 Classes RMA à RMD	Kilogramme	0,68	3,17	3,85
	Heavy fuel oil ISO 8217 Classes RME à RMK	Kilogramme	0,50	3,14	3,64
Gazole	Gazole routier	Litre	0,66	2,51	3,16
	Gazole non routier	Litre	0,66	2,52	3,17
		Kilogramme	0,78	2,98	3,76
	B 30	Litre	0,98	1,88	2,86
	Marine diesel oil ISO 8217 Classes DMX à DMB	Kilogramme	0,68	3,17	3,85
Gaz de pétrole liquéfié (GPL)	GPL pour véhicule routier	Litre	0,26	1,60	1,86
	Butane maritime	Kilogramme	0,49	2,95	3,44
	Propane maritime	Kilogramme	0,49	2,98	3,47
Gaz naturel	Gaz naturel comprimé pour véhicule routier (GNV)	m <sup>3</sup>	0,44	1,84	2,28
	Gaz naturel liquéfié maritime (GNL)	Kilogramme	0,70	2,81	3,51

Tableau 1 : facteurs d'émission des sources d'énergie de l'arrêté du 10 avril 2012 modifié.

(1) *Information GES des prestations de transport. Application de l'article L.1431-3 du code des transports. Guide méthodologique. Version actualisée suite à l'article 67 de la loi n° 2015-992.*

Le guide précise :

*« Classe Euro des véhicules et rejet de CO<sub>2</sub> : les faux amis !*

*Les normes européennes d'émission, dites normes Euro appliquées aux véhicules à moteur thermique, ont pour vocation de fixer des limitations en matière de rejets polluants et de particules. Ceux-ci sont les suivants : monoxyde de carbone (CO) ; hydrocarbures imbrûlés (HC) ; particules ; oxydes d'azote (NOx). L'appartenance d'un véhicule à une classe Euro ne permet donc pas de déterminer la quantité de GES émise lors d'une prestation de transport. »*

## **1. Le véhicule particulier**

S'il n'existe pas de véhicule totalement propre, tout véhicule générant des impacts environnementaux lors de sa fabrication, de son utilisation et en fin de vie, il est indispensable de lever les freins, dès aujourd'hui, au développement des véhicules à faibles émissions.

**Des objectifs ambitieux ont été fixés, tant au niveau national** – le plan Climat fixe notamment l'objectif de mettre fin à la vente de voiture utilisant des énergies fossiles en 2040 <sup>(1)</sup> – **qu'au niveau européen** – un premier jalon en 2021 imposera aux constructeurs de commercialiser une flotte de véhicules émettant moins de 95 g CO<sub>2</sub>/km en moyenne, sous peine de sanctions conséquentes.

**Le développement des véhicules à faibles émissions, sur lequel ce rapport se concentre, n'est pas le seul levier pour plus de mobilité durable.** D'autres moyens ou modalités de transport doivent être valorisés, comme le vélo ou le co-voiturage. **Votre rapporteur se félicite ainsi de la création, dans le projet de loi d'orientation des mobilités, d'un « forfait mobilités durables »** bénéficiant aux personnes qui se rendent sur leur lieu de travail soit à bicyclette, soit par un moyen de covoiturage. La possibilité sera ainsi offerte à l'employeur de prendre en charge tout ou partie des coûts afférents, cet avantage étant, pour le salarié, exonéré d'impôts et de charges sociales. Il est également opportun de trouver des alternatives à la mobilité contrainte, comme le télétravail. L'une des contributions les plus populaires sur la plateforme de consultation citoyenne <sup>(2)</sup> mise en place par la mission préconise ainsi de renforcer les services locaux : *« le transport le plus durable est celui que l'on ne fait pas »*. Enfin, l'utilité de l'éco-conduite a plusieurs fois été mentionnée au cours des auditions comme un moyen de réduire les émissions de gaz à effet de serre.

**Le principal constat dressé par la mission d'information est que les constructeurs automobiles sont extrêmement peu ambitieux dans le domaine des carburants alternatifs** (GPL, GNV, bio-GNV, biocarburants ou carburants de synthèse). *« Au moment où nous investissons massivement dans*

---

(1) La commission du développement durable a inscrit cet objectif dans le projet de loi d'orientation des mobilités.

(2) Les résultats de cette consultation figurent en annexe du présent rapport.

*l'électrification, nous ne pouvons pas courir tous les lièvres technologiques à la fois* » a ainsi indiqué le CCFA lors de son audition. Les constructeurs disent manquer de soutien politique.

***a. Le véhicule électrique (batteries), incontournable pour certains usages***

Il existe plusieurs types de véhicules électriques : des véhicules 100 % électrique ne comportant ni réservoir à carburant ni moteur à combustion mais un moteur électrique ; des véhicules hybrides qui sont des voitures à essence ou diesel dont le moteur est soutenu par un moteur électrique et dont les batteries se rechargent en roulant ; des véhicules hybrides rechargeables où un connecteur permet de recharger directement la batterie à partir du réseau électrique.

**Les industriels français se sont engagés à développer fortement les véhicules électriques.** Le contrat stratégique de filière cosigné avec l'État en mai 2018 prévoit de multiplier par cinq les ventes de véhicules 100 % électriques à l'horizon 2022. Pour M. Nicolas Le Bigot, directeur des affaires environnementales et techniques du Comité des constructeurs français de l'automobile (CCFA), « *c'est un vrai défi qui vise à passer de 1,2 % de part de marché en 2017 à 6 % en 2022* » <sup>(1)</sup>.

Le développement des véhicules électriques, malgré ce relatif engouement des industriels, rencontre encore un certain nombre de freins. **Avec moins de 150 000 véhicules électriques à batterie et quelque 30 000 véhicules hybrides rechargeables en circulation aujourd'hui, la France est encore loin des volumes nécessaires** pour faire baisser les émissions de gaz à effet de serre.

– **Le premier frein tient au prix des véhicules électriques.** Selon l'Ademe, le surcoût d'un véhicule à l'achat est de l'ordre de 10 000 euros pour le tout électrique, malgré un amortissement à l'usage et malgré l'existence d'un bonus écologique – jusqu'à 6 000 euros pour un tout électrique ;

– **Le second frein est lié à l'autonomie des véhicules électrique**, jugée insuffisante ;

– **Le troisième frein, qui semble être le principal, concerne le déploiement des infrastructures.** Le coût de l'infrastructure inclut non seulement la borne de recharge, mais également le transport du courant, les sous-stations et la connexion au réseau électrique. Selon l'AVERE <sup>(2)</sup>, la France disposait, en décembre 2018, de 24 780 points de recharge publics, soit une augmentation de 24 % par rapport à septembre 2017. Parmi ces bornes, environ 65 % sont des bornes de recharge accélérée, 27 % étant en recharge lente et 8 % en recharge rapide. L'objectif fixé par le Gouvernement est de déployer environ 65 000 bornes à l'horizon 2020, dont 15 000 bornes de recharge publiques, est donc encore loin d'être atteint ;

---

(1) Audition du 31 janvier 2019.

(2) Baromètre trimestriel, AVERE, 20 décembre 2018.

– **Le quatrième frein tient aux impacts des véhicules électriques sur le climat et l’environnement.** 40 % de l’empreinte environnementale (climat et écosystème) est liée à la fabrication des batteries. Parmi les matériaux utilisés dans la fabrication des batteries, quelques-uns sont jugés critiques. Au premier titre, il s’agit des métaux utilisés pour l’électrode positive (cobalt, nickel, lithium), mais également le cuivre qui joue le rôle de collecteur de courant et le graphite naturel qui sert d’électrode négative. Néanmoins, la Fondation pour la nature et l’homme (FNH) et la Fondation européenne pour le climat (ECF) ont publié en décembre 2017 une étude<sup>(1)</sup> selon laquelle les émissions de gaz à effet de serre induites par la fabrication, l’usage et à la fin de vie d’un véhicule électrique, sont actuellement 2 à 3 fois inférieures à celles des véhicules essence et diesel. **En 2030, l’empreinte du véhicule électrique pourra varier entre 8 et 14tCO<sub>2</sub>-eq., en fonction notamment du mix électrique ;**

**Ces différents freins expliquent le manque d’attrait du véhicule électrique en France.** D’après un sondage d’Odoxa réalisé pour RTE et publié le 30 janvier 2019, 73 % des Français pensent que le véhicule électrique n’est pas économique par rapport à un véhicule thermique ; 26 % pensent qu’il n’a pas assez d’autonomie pour rouler suffisamment ; 12 % pointent l’absence de recharges chez eux ou sur leur lieu de travail : 80 % pensent que « la voiture électrique ne serait pas vraiment écologique ».

**Certains territoires rencontrent plus de freins que d’autres, en fonction de leur organisation spatiale, de leur relief, de la prédominance du rural ou de l’urbain, ainsi que de la nature de l’habitat, individuel ou collectif.**

**Le projet de loi d’orientation des mobilités vise à lever un certain nombre de freins, notamment en matière de déploiement d’infrastructures.** Il précise le statut juridique des opérateurs de recharge de véhicules électriques ou hybrides rechargeables ; il augmente le taux maximal de prise en charge des coûts de raccordement au réseau ; il renforce les obligations de pré-équipement applicables aux bâtiments neufs, qui bénéficient de travaux ou existants ; il clarifie les missions des gestionnaires de réseaux de distribution d’électricité en matière d’études de raccordement ; il prévoit que les infrastructures de recharge de véhicules électriques et hybrides rechargeables permettront d’assurer le pilotage de la recharge et d’assurer la bidirectionnalité des flux et renforce le « droit à la prise » dans les copropriétés.

**La mission préconise de poursuivre les travaux de R&D pour la conception de moteurs électriques plus efficaces, donc moins chers à réaliser que des moteurs classiques à aimant permanent, et présentant des rendements très élevés, c’est-à-dire une consommation énergétique moindre pour une puissance donnée, quel que soit l’usage.**

---

(1) « *Quelle contribution du véhicule à la transition écologique en France ?* », décembre 2017.

Afin d'inciter à l'électromobilité, les collectivités pourraient décider de mettre en place un dispositif qui existe actuellement à Amsterdam et qui permet à tout particulier détenteur d'un véhicule électrique de faire une demande d'installation de borne à la municipalité ; cette borne est alors installée à proximité de son domicile, sur une place publique accessible à tous. « *On brise ainsi le paradoxe infernal de la poule et de l'œuf* » a indiqué M. Joseph Beretta, président de l'Association nationale pour le développement de la mobilité électrique (Avere).

**Enfin, il apparaît essentiel aux membres de la mission de garantir la soutenabilité environnementale de la filière électrique.** Il s'agit de développer de nouvelles technologies s'affranchissant des matériaux critiques. La mission reprend également à son compte une préconisation de l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques (OPECST)<sup>(1)</sup>. **Afin de préparer le recyclage et la seconde vie des batteries, il faut définir dès à présent des critères exigeants**, par exemple en termes de performance du recyclage, pour protéger cette industrie naissante et préparer un statut spécifique des entreprises de recyclage (*recyclabilité by design*). La mission insiste également sur l'importance de **développer les services au système électrique rendus par les véhicules électriques**, qui permettront d'accentuer leurs atouts environnementaux.

**Votre rapporteur souligne toutefois que se lancer dans une course à l'autonomie sans limite constituerait une erreur lourde de conséquences pour les prochaines décennies.** Ce sont bien les usages du véhicule électrique qui doivent être précisément interrogés. Quel sens aurait l'équipement d'un véhicule d'une batterie extrêmement lourde pour lui permettre de parcourir un millier de kilomètres ?

**Tous les efforts en matière de mobilité durable ne doivent pas être focalisés sur l'électrique. Il est essentiel de disposer, demain, d'une diversité de solutions technologiques.**

#### ***b. Le véhicule à hydrogène (piles à combustible)***

Alors qu'une voiture électrique puise son énergie d'une batterie accumulant des kWh et rechargée sur le réseau électrique, une voiture à hydrogène fait appel à une pile à combustible qui produit directement l'électricité à bord à partir de réservoirs sous pression stockant de l'hydrogène.

**Les véhicules hydrogène pour les particuliers ont trois atouts majeurs par rapport aux véhicules à batterie** : un faible temps de recharge (3 minutes, comparable à un plein d'essence) ; une plus grande autonomie comparable à celle des véhicules thermiques ; un poids plus faible du véhicule et un encombrement moindre car la batterie du véhicule hydrogène est plus petite. En termes

---

(1) « *Les scénarios technologiques permettant d'atteindre l'objectif d'un arrêt de la commercialisation des véhicules thermiques en 2040* »

d’empreinte carbone sur l’ensemble du cycle de vie, les véhicules à pile à combustible ont un bilan équivalent voire meilleur que celui des véhicules à batterie.

La multiplication des véhicules grand public paraît difficilement envisageable à court et moyen terme. **À l’horizon 2030, la multiplication des stations destinées aux professionnels permettra néanmoins un maillage suffisant du territoire qui facilitera l’usage, par les particuliers, de véhicules à hydrogène.**

*c. Le véhicule roulant au GPL, GNV ou bio-GNV*

Le marché de la voiture particulière GNV reste aujourd’hui marginal en France, les usages sont plus importants dans le secteur des transports lourds. **Le GNV et le bio-GNV n’ont pas vocation à alimenter en priorité les véhicules particuliers.**

Le GPL est un carburant gazeux composé principalement d’hydrocarbures légers contenant trois ou quatre atomes de carbone (propane, butane). **Le GPL d’origine biologique obtenu à partir de différentes biomasses devrait devenir une technologie viable à moyen terme.** La production de bio-isobutène se fait aujourd’hui via une technologie mature qui doit encore s’industrialiser.

*d. Les véhicules roulant aux biocarburants*

**Les biocarburants sont l’une des rares solutions immédiatement disponibles de décarbonation des transports, et notamment des véhicules particuliers.** Dans son rapport public annuel de 2016, la Cour des comptes indique ainsi que « *l’utilisation de biocarburants reste le principal moyen de remplir l’obligation communautaire d’atteindre 10 % d’énergie renouvelable en 2020 dans les transports* », et 14 % d’ici 2030, suite à l’adoption de la récente directive RED II <sup>(1)</sup>.

**Votre rapporteur regrette, à ce sujet, la terminologie qui a pu être utilisée : il ne s’agit en aucun cas de mettre fin en 2040 aux véhicules thermiques, mais de mettre fin aux véhicules roulant aux énergies fossiles –des véhicules thermiques roulant aux biocarburants ont toute leur place.**

Il n’existe pas de statistiques sur le nombre de véhicules roulant aux biocarburants, les seules statistiques concernent les volumes consommés à la pompe puisque tout le diesel et l’essence vendus intègrent des biocarburants.

En France, le bioéthanol est utilisé en mélange dans les essences commerciales de manière systématique dans le SP95 (5 %) et le SP95-E10 (10 %) et à haute teneur dans le carburant superéthanol E85, qui contient entre 65 et 85 % d’éthanol en volume. **L’E85 est destiné à des véhicules appelés véhicules Flex**

---

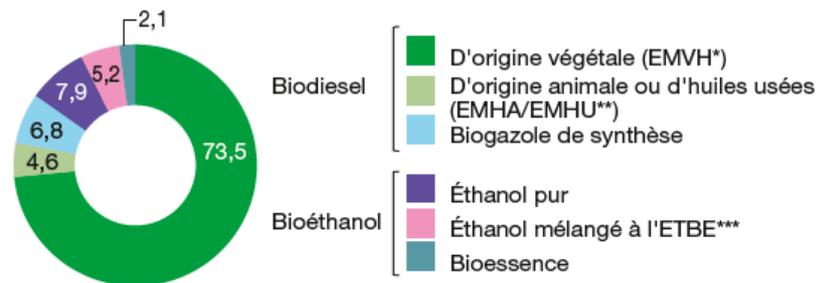
(1) Article 25 de la directive.

**Fuel (ou véhicules à carburant modulable) ou bien à des véhicules dotés d'un boîtier.** L'ETBE est fabriqué à partir d'éthanol (d'origine agricole) et d'isobutène (actuellement d'origine chimique). Il est incorporé dans les essences commerciales au maximum à hauteur de 15 % dans le SP95, 16 % dans le SP98 et 22 % dans le SP95-E10. **En France en 2017, 7,5 % de l'énergie contenue dans les essences était d'origine renouvelable** (3,4 % sous forme d'éthanol, 2,3 % sous forme d'ETBE, et 1,2 % sous forme de bio-essence).

Le « biodiesel » comprend différents produits, fabriqués à partir d'huiles issues de plantes oléagineuses, de graisses animales ou d'huiles usagées. **En 2017, 7,7 % de l'énergie contenue dans le gazole provenait de biocarburants.**

#### RÉPARTITION DE LA CONSOMMATION FINALE DE BIOCARBURANTS (2016)

TOTAL : 3 115 Ktep  
En %



\* EMHV : esters méthyliques d'huiles végétales.

\*\* EMHA/EMHU : esters méthyliques d'huiles animales ou usées.

\*\*\* ETBE : éther éthyle tertio butyle.

Champ : métropole.

Source : Service de la donnée et des études statistiques (SDES)

**Le principal frein identifié par la mission pour ce qui concerne les biocarburants tient au manque de véhicules *flex fuel* permettant aux particuliers de rouler à l'E85.** Alors que de nombreux modèles dits *flex fuel*, c'est-à-dire conçus dès l'origine pour carburer indifféremment à l'E85 ou à l'essence (ou à n'importe quelle proportion du mélange des deux), avaient été commercialisés par les constructeurs à la fin des années 2000, peu d'offres sont désormais disponibles, parmi lesquelles celle de Volkswagen, avec la Golf Multifuel ou celle de Ford avec la Ford Kuga *flexifuel-E85*. Cela s'explique, en partie, par le fait que les véhicules *flex fuel* ont été affectés d'un malus environnemental.

Alors que les solutions existent et que l'appétence des consommateurs pour ces véhicules semble forte, les constructeurs automobiles ne proposent pas de modèle. Or, comme l'indique M. Sylvain Demoures, secrétaire général du SNPAA, les constructeurs « *auraient tout intérêt à envisager le flex fuel pour les nouveaux véhicules hybrides rechargeables que Peugeot et Renault vont mettre*

sur le marché dans l'année ou les deux années qui viennent »<sup>(1)</sup>. **Le véhicule hybride rechargeable roulant aux biocarburants est, en effet, une solution prometteuse.**

L'E85 connaît malgré tout une certaine progression : il représente aujourd'hui 1,7 % du marché des carburants essence, d'après le SNPAA, et 1 050 stations le proposent. Cela s'explique par la possibilité d'équiper les voitures d'un boîtier E85 et ainsi de rouler à l'ensemble des carburants essence (SP98, SP95, SP95-E10 et E85). Les données transmises à votre rapporteur par l'IFPEN indiquent que **début avril 2019, il y avait environ 33 000 véhicules flex fuel et environ 70 000 équipés de boîtiers E85.**

La publication en décembre 2017 d'un arrêté<sup>(2)</sup> prévoyant les dispositions techniques et administratives pour homologuer les boîtiers et réglementer leurs installations sur les véhicules a eu un effet très positif sur la pose de tels boîtiers. Néanmoins, les auditions menées par la mission ont permis de montrer qu'un certain nombre de difficultés demeurent. **La crainte de voir annulée la garantie constructeur de leur véhicule et de subir des déboires mécaniques découragent de nombreux automobilistes à installer ces boîtiers**, bien que l'article 3 de l'arrêté précise bien que le fabricant du boîtier assume la responsabilité d'une détérioration éventuelle des moteurs due à l'installation de ce dispositif. **Un bilan des prescriptions de cet arrêté est prévu 18 mois après l'entrée en vigueur de l'arrêté** pour évaluer l'opportunité de proposer d'y introduire des modifications. Ce bilan devrait donc être dressé en juin 2019 et votre rapporteur sera particulièrement attentif.

**Certains acteurs auditionnés ont préconisé l'instauration d'une prime qui concernerait les personnes qui ne changeraient pas de voiture, mais installeraient un boîtier E85.**

**Votre rapporteur rappelle également l'importance de développer les carburants de synthèse, extrêmement prometteurs pour la mobilité de demain.** Deux groupes, Audi et Bosch, misent ainsi de plus en plus sur la dernière génération de leur essence de synthèse, baptisée e-Benzin.

---

(1) Audition du 11 octobre 2018.

(2) Arrêté du 30 novembre 2017 relatif aux conditions d'homologation et d'installation des dispositifs de conversion des véhicules à motorisation essence en motorisation à carburant modulable essence - superéthanol E85.

**Proposition : Développer les véhicules particuliers à faibles émissions**

- Préparer le recyclage et la seconde vie des batteries en définissant dès à présent des critères exigeants, par exemple en termes de performance du recyclage ;
- Développer les services au système électrique rendus par les véhicules électriques  
Encourager les constructeurs à produire davantage de véhicules flex fuel ;
- Soutenir l'industrialisation de solutions de production de bio-GPL à partir de biomasse ;
- Instaurer une prime pour les personnes qui ne changeraient pas de voiture, mais installeraient un boîtier E85 ;
- Développer les carburants de synthèse.

**2. Le transport routier de marchandises**

Les poids lourds, qui représentent 5 % de l'ensemble de la flotte de véhicules au niveau européen, représentent 20 % des émissions de CO<sub>2</sub> du transport routier en 2016.

Le transport de marchandises a subi de plein fouet la crise de 2008 (tableau extrait du rapport L'avenir du Transport ferroviaire, remis par M. Jean-Cyril Spinetta au Premier ministre le 15 février 2018).

**ÉVOLUTION DU TRANSPORT DE MARCHANDISES EN FRANCE (2000 – 2015)**

(en milliard de tonnes/km)

	<b>2000</b>	<b>2005</b>	<b>2010</b>	<b>2015</b>
Ferroviaire	57,7	40,7	30,0	34,2
Routier	277,4	315,0	301,2	281,4
Fluvial	7,3	7,9	8,0	7,5
<b>Transport intérieur hors oléoducs</b>	342,3	363,6	339,2	323,1
Oléoducs	21,7	20,9	17,6	11,5
<b>Transport intérieur total</b>	364,0	384,5	356,8	334,6

Source : SOeS ; CCTN 2016

La répartition modale du transport de marchandises est très déséquilibrée alors que, en principe, chaque mode de transport dispose d'atouts propres, selon les marchandises transportées, leur tonnage, la distance parcourue, les délais de livraison attendus et les coûts consacrés au transport.

Votre rapporteur rappelle en préambule la synthèse réalisée devant la mission par Mme Sylvie Charles, directrice générale du pôle « Transport ferroviaire de marchandises et multimodal » de la SNCF, administratrice de l'Union des transports publics et ferroviaires (UTP) : « *Je commencerai par un constat : toutes les prévisions montrent qu'au niveau européen, les besoins de transport liés au développement économique augmenteront de 30 % d'ici à 2030, ce qui signifie, à part modale inchangée – une gageure ! – l'augmentation des*

*émissions de dioxyde de carbone d'environ 80 millions de tonnes par an, l'augmentation du nombre de décès prématurés d'environ 8 000 et l'augmentation du temps perdu dans les transports du fait de la congestion. Aujourd'hui, un citoyen européen perd en moyenne 120 heures par an dans les embouteillages routiers.* »<sup>(1)</sup> Il convient de réexaminer les différents modes de transport pour éviter un tel scénario.

Votre rapporteur souhaite souligner la grande inertie de l'évolution des émissions, intrinsèquement liée à la durée de vie des véhicules, tout particulièrement des bateaux, trains et aéronefs. C'est pourquoi il convient de bien avoir à l'esprit que les choix présents nous engagent pour, parfois, des dizaines d'années.

Il faut également connaître, s'agissant des moyens de diffuser les carburants alternatifs, certains ordres de grandeur : 150 moteurs de bateaux sont construits en Europe chaque année, alors que 1 500 véhicules lourds sortent des chaînes des constructeurs chaque jour en Europe<sup>(2)</sup>. Les enjeux de recherche et développement ne peuvent pas être les mêmes.

Il convient de relever que, parallèlement à l'étiollement des marchés du fret ferroviaire et fluvial, le transport routier de marchandises est devenu de plus en plus performant et compétitif.

M. Benoît Daly, secrétaire général de la Fédération nationale des transports routiers (FNTR) dressait devant la mission un constat assez sombre des perspectives de déploiement des énergies alternatives en matière de transport routier, s'appuyant sur la faible marge du secteur constitué de TPE et PME : « *La marge moyenne de 1,5 % dans notre secteur d'activité équivaut à une moyenne de 7 kilomètres par jour. Autant vous dire qu'un transporteur est hors marché si ses véhicules doivent effectuer un détour supérieur à 7 kilomètres pour aller s'approvisionner en carburant alternatif dans une station d'avitaillement.* » Les véhicules à hydrogène ou électriques ne pourront selon lui trouver de modèle économique viable avant plusieurs décennies (les véhicules sont trois à cinq fois plus chers que les modèles en fonction, les réseaux d'avitaillement sont totalement insuffisants, ainsi que leur autonomie, il n'y a pas de formation suffisante des concessionnaires et il n'y a pas de marché revente). « *Il n'y a qu'une seule technologie qui fait aujourd'hui exception, c'est le gaz naturel pour véhicules, le GNV.* », soulignait-il. Il convient de relever là la limite à l'essor souhaité par la PPE des véhicules lourds électriques, qui devraient atteindre 30 % des immatriculations des poids lourds en 2050 (l'État se fixe en effet comme objectif, en concertation avec la filière automobile, de multiplier par quinze les ventes de poids lourds à faibles émissions d'ici 2025 par rapport à 2017).

---

(1) Audition du 4 avril 2019.

(2) Audition du 4 avril 2019.

L'essor de cette technologie est lié à la bonne fiabilité des véhicules, à la disponibilité de l'avitaillement (87 stations publiques, dont 63 stations distribuant du GNC et 24 distribuant du GNL) et à une fiscalité incitative (suramortissement et trajectoire de la TICPE sur le GNV). La PPE repose sur une hypothèse ambitieuse de 60 % de poids lourds au GNV au sein des immatriculations en 2050, ainsi que sur un meilleur taux de remplissage des camions.

Votre rapporteur souligne l'intérêt du dispositif « Objectif CO<sub>2</sub> », lancé en 2008, qui repose sur un accompagnement des acteurs avec une Charte de progrès et un label de valorisation des entreprises les plus performantes <sup>(1)</sup>.

Un règlement concernant la surveillance et la communication des données relatives aux émissions de CO<sub>2</sub> et à la consommation de carburant des véhicules utilitaires lourds neufs a été adopté en juin 2018. Par ailleurs, la réglementation européenne s'attachait aux émissions d'oxyde d'azote des véhicules lourds. Un nouvel objectif de 15 % de réduction des émissions de CO<sub>2</sub> pour le parc de nouveaux véhicules lourds de l'Union européenne va s'appliquer à l'horizon de 2025, par rapport aux niveaux des émissions de 2019. Un objectif de réduction contraignant de 30 % a été fixé à partir de 2030 <sup>(2)</sup>. Un taux de référence de vente de 2 % de véhicules à zéro et à faibles émissions en 2025, non contraignant, a été posé.

Votre rapporteur observe que la PPE repose sur un scénario tablant sur une stabilisation des parts modales du fret ferroviaire et du fluvial pour le transport massifié en 2028 par rapport à 2015, ce qui ne paraît pas assez ambitieux.

Elle prévoit également des mesures pour réduire les émissions du transport routier de marchandises et notamment de : « *poursuivre la hausse du prix du carbone ; maintenir des mécanismes de subvention et/ou taxes ; mettre en place des mesures réglementaires (développement des zones à faibles émissions, avantages d'usage tels que les voies ou places de stationnement dédiées) ; soutenir l'investissement dans les véhicules lourds propres par un dispositif de suramortissement renforcé : prolonger le dispositif de suramortissement des poids lourds GNV jusqu'en 2021 ; renforcer le dispositif pour les véhicules lourds de moins de 16t et mettre en place une neutralité technologique (extension à l'hydrogène et l'électricité), l'élargir aux autres modes, notamment maritimes* ».

Le développement des carburants alternatifs (Gaz Naturel Véhicule, GPL-c, électricité, hydrogène, carburants de synthèse) et des stations d'avitaillement multimodales doit être au cœur de la transition énergétique du secteur des transports routier et fluvial en particulier.

---

(1) 1400 entreprises du secteur du transport routier ont adhéré à la Charte depuis décembre 2008. 1,6 million de tonnes de GES évitées à la fin de l'année 2016 grâce au programme, soit une moyenne de près de 400 000 tonnes/an.

(2) Proposition de règlement du Parlement européen et du Conseil établissant des normes de performance en matière d'émissions de CO<sub>2</sub> pour les nouveaux véhicules lourds (COM(2018)0284, 2018/0143(COD)) sur laquelle un accord provisoire est intervenu.

Votre rapporteur souligne également l'effort d'éducation et de prise de conscience qui doit être fait face à l'explosion du commerce en ligne, dont les nuisances se répercutent, au-delà de l'impact en termes d'émission de GES, jusque dans les cœurs des villes. Sans mésestimer la révolution numérique et ses atouts, force est de constater que des camionnettes peu performantes, circulant parfois quasiment à vide, encombrant le réseau routier, pour livrer, pour reprendre l'exemple employé devant la mission, une brosse à dents commandée 24 heures plus tôt. Il ne serait pas inutile de pousser tout un chacun à réfléchir au sens de ses actes de consommation.

**Proposition : Mieux maîtriser la trajectoire du transport routier de marchandises**

- Assurer, en concertation avec les professionnels du secteur, le caractère réaliste des hypothèses relatives aux motorisations alternatives en 2050 ;
- Organiser le travail en commun des transporteurs routier, ferroviaire et fluviaux pour un essor rapide du mode combiné

### 3. Relancer le fret ferroviaire

Mme Sylvie Charles, directrice générale du pôle « Transport ferroviaire de marchandises et multimodal » de la SNCF, administratrice de l'Union des transports publics et ferroviaires (UTP) rappelait les chiffres, décevants, du fret ferroviaire en France : *« l'expérience montre que la part du transport ferroviaire de marchandises stagne aux alentours de 18 % en Europe et 10 % en France, où ce mode de transport représentait environ 50 milliards de kilomètres en 2000, puis 41 milliards en 2006 avant toute ouverture à la concurrence – ce qui prouve que les problèmes préexistaient – pour descendre à 29 milliards entre 2008 et 2010 en raison de la crise économique et stagne depuis lors à 32 ou 34 milliards selon les années. »*

Le rapport sur « L'avenir du Transport ferroviaire », remis par M. Jean-Cyril Spinetta au Premier ministre le 15 février 2018, souligne que *« le transport ferroviaire de conteneurs (22 % du total) progresse de 5,7 % en moyenne annuelle depuis 2010. Le transport de semi-remorques, après une baisse continue entre 2008 et 2013, redémarre depuis 2014. Enfin, le transport conventionnel (céréales, sidérurgie, produits chimiques, etc.), qui représente 73 % du transport ferroviaire de fret, est en croissance depuis 2010 (2,1 % en moyenne annuelle). »*<sup>(1)</sup>

Il convient de souligner la corrélation existant entre l'activité de l'industrie lourde et la part du fret ferroviaire, très clairement orienté vers le transport massifié (qui traite majoritairement les lots de la sidérurgie, de l'industrie lourde,

---

(1) Votre rapporteur observe que les résultats des opérateurs de fret sont déficitaires (à hauteur de 300 millions d'euros en 2014) et que malgré la recapitalisation de Fret SNCF de 2005 à hauteur de 1,4 milliard d'euros, dans la perspective de l'ouverture à la concurrence, et le plan de restructuration qui l'accompagnait, avec l'objectif d'un retour à l'équilibre à un horizon de 10 ans, le résultat de Fret SNCF reste négatif (-314 M€ en 2016).

ainsi que de l'agro-alimentaire). Le déclin industriel impacte donc directement le fret. L'évolution industrielle vers le « juste-à-temps », qui concerne l'ensemble des secteurs d'activité, ne favorise pas non plus le ferroviaire. Enfin, l'explosion du commerce en ligne par petits lots n'est clairement pas son cœur de métier.

Si le recul de l'industrie lourde paraît avoir atteint un plancher, ce qui constitue un élément positif pour le fret ferroviaire, beaucoup reste à faire pour assurer le transport de plus petits lots et développer, avec le transport maritime et routier qui aura en tout état de cause vocation à assurer les derniers kilomètres, le transport combiné (conteneurs, caisses mobiles, semi-remorques préhensibles, qui nécessitent certains investissements du côté des transporteurs routiers et une assurance de la fiabilité du côté du rail). 135 000 semi-remorques seront transportées par rail en 2019, ce qui est peu.

La fermeture annoncée de la ligne Rungis-Perpignan (138 000 tonnes de fruits et légumes transportés en 2017), à laquelle pourrait être substitué un transport par camions interroge pour le moins. La ministre des transports Elisabeth Borne a indiqué que le Gouvernement ne « se résoudrait pas » à la fermeture de la ligne et étudie une solution pérenne par transport combiné.

Le transport de marchandises par la voie ferroviaire doit gagner en efficacité et en agilité, mais cela n'ira pas sans une remise à niveau d'ensemble des infrastructures. Les lignes capillaires sur lesquelles se font les chargements et les livraisons, les voies de service, qui permettent les changements de conducteurs, doivent impérativement être remises en état. <sup>(1)</sup> Les sillons ne sont pas de qualité suffisante, sont marqués par une instabilité qui pénalise le trafic et de vraies questions se posent au niveau transfrontalier, les gestionnaires d'infrastructures étant restés nationaux.

L'audit réalisé en 2005 <sup>(2)</sup> avait démontré le délaissement de l'entretien du réseau existant depuis les années 1970 et avait conduit, en 2006, à relancer les investissements sur le réseau (ils ont été multipliés par 2,5 pour atteindre 2,6 milliards d'euros en 2017).

Néanmoins, l'ensemble du réseau et des composants n'a pas été traité de façon homogène. Les risques de défaillance et les ralentissements demeurent trop élevés et pénalisent le fret. L'obsolescence des voies et équipements implique en outre des niveaux de maintenance renforcés voire des travaux de complète rénovation, autant d'obligations coûteuses qui supposent une rigoureuse programmation des budgets à leur consacrer. Le tableau suivant issu du rapport

---

(1) Sur de nombreux sites, tels que Somain, Gevrey-Dijon, Miramas ou Hourcade, moins de 50 % des voies de service sont utilisables.

(2) Réseau Ferré de France et la SNCF ont fait appel pour cet audit indépendant sur la maintenance du réseau ferré national à un groupe d'experts piloté par le professeur Robert Rivier, de l'École Polytechnique Fédérale de Lausanne (EPFL).

précité de M. Jean-Cyril Spinetta, rappelle les différences des politiques d'investissement entre la France et l'Allemagne.

Données 2014	France	Allemagne
Gestionnaire d'infrastructure	RFF / SNCF Réseau	DB Netz
Consistance du réseau ferré	49 595 km de voies principales (VP) 12 000 km de voies de service (VS) 26 159 Appareils de Voie (AdV) (soit 0,5 AdV/km de voie de groupes UIC 2-6)	52 000 km de voies principales (VP) 12 000 km de voies de service (VS) 35 000 Appareils de Voie (AdV) (soit 0,67 AdV/km de voie de groupes UIC 2-6)
Renouvellement de la voie	1 000 km/an environ de VP UIC 2-6 (soit 2%/an) Âge moyen des voies : environ 30 ans	1 000 km/an environ de VP (soit 1,92%/an) Âge moyen des voies : 17 ans
Renouvellement des AdV (UIC 2-6)	1,76% des AdV renouvelés /an Âge moyen des AdV : environ 30 ans	5% des AdV renouvelés /an Âge moyen des AdV : 15 ans
Budget renouvellement	2,75 Mds€ en 2014	3,25 Mds€ en 2014 (en augmentation : entre 3 et 4 Mds€ / an prévus dans le contrat quinquennal de DB Netz, signé en 2015)
Budget entretien	2,28 Mds€ en 2014	1,4 Mds€ en 2014

*Source SNCF Réseau*

En outre, le transport de voyageurs et le fret doivent pouvoir coexister, sans que le second ne demeure le parent pauvre dans l'usage des voies.

Le fret doit pouvoir assurer un rôle central dans la logistique, appelée à prendre une importance croissante au service de l'économie.

La réorganisation, même récente, des ports sur la base d'un préacheminement et d'un post-acheminement qui passerait nécessairement par le camion pose question car elle aboutit à exclure le fret et, de fait, à un engorgement des zones portuaires à très brève échéance.

Il convient également de relever que la concurrence modale avec le transport routier est faussée dans la mesure où le coût d'usage des voies est très nettement favorable au transport routier car le principe du pollueur/payeur n'est pas appliqué de façon équitable.

Les contraintes de développement urbain, avec en particulier la construction de logements à proximité immédiate des voies ferrées doivent également être mieux conciliées avec le développement du ferroviaire, qui impacte nécessairement les zones voisines, bien que des progrès importants soient réalisés en matière de bruit.

Jugeant le texte initial décevant sur la question du soutien à la multi-modalité et au développement du fret ferroviaire, votre rapporteur se félicite qu'un

amendement ait été adopté en commission du développement durable et de l'aménagement du territoire au projet de loi d'orientation des mobilités, prévoyant une stratégie plus clairement affirmée pour le développement du fret ferroviaire.

**Proposition : Donner toute sa place au fret ferroviaire**

- Mener une politique d'investissement volontariste pour remettre à niveau les voies de service
- Anticiper systématiquement le développement du fret ferroviaire dans la planification des aménagements urbains et les grands projets,
- Accélérer l'électrification du rail
- Développer la multimodalité des équipements et des infrastructures, en particulier dans les ports

#### **4. Le transport de marchandises par la voie fluviale**

Le transport de marchandises par la voie fluviale se heurte à des difficultés analogues à celles du fret : il a subi de plein fouet de recul de l'industrie lourde à laquelle il est en bonne part consacré, il souffre des choix conscients d'une certaine époque de ne pas investir dans un mode de transport jugé, à tort, passéiste, et d'une infrastructure dégradée. Le réseau est déséquilibré, les grands axes s'interrompant brutalement sans desserte appropriée.

M. Didier Léandri, président du Comité des armateurs fluviaux, soulignait devant la mission : « *La France est un pays maritime, comme chacun sait, mais c'est aussi un pays fluvial, ce que l'on sait moins. Elle possède 8 500 kilomètres de voies navigables, soit le réseau le plus étendu d'Europe. À ce record s'en ajoute un autre : la part de marché du transport fluvial en France est la plus faible d'Europe – environ 2 % des marchandises transportées en France, selon le critère de la tonne-kilomètre, le sont par les voies navigables.* »<sup>(1)</sup>

Le transport fluvial devrait constituer, dans le cadre d'une politique d'investissement relancée, un choix économique et écologique rationnel, comme le soulignait M. Didier Léandri, président du Comité des armateurs fluviaux<sup>(2)</sup>. Outre ses performances en matière d'émission de CO<sub>2</sub> par tonne transportée, le fluvial est performant au plan du bruit, de l'accidentologie et de la fluidification du trafic routier.

Plusieurs problématiques doivent être traitées, parmi lesquelles la préservation des bords à voie d'eau (les terrains ne doivent plus être aliénés sous peine de condamner l'usage de la voie d'eau). Comme pour le fret ferroviaire, l'absence de prise en compte du mode fluvial dans le développement urbain ne peut perdurer.

---

(1) Audition du 4 avril 2019.

(2) Audition du 4 avril 2019.

En matière de développement de stations d'avitaillement alternatives au gazole accessibles aux bateaux, la logique multimodale n'est pas encore au cœur des préoccupations des acteurs installant ces stations. Il appartient à la puissance publique de planifier le déploiement des réseaux de stations d'avitaillement (hydrogène, gaz comprimé, gaz de ville).

Votre rapporteur relève que, s'agissant de l'hydrogène, les transports lourds (routier, ferroviaire et fluvial), pour lesquels le poids, l'encombrement et l'énergie embarquée des batteries sont pénalisants, constituent probablement le levier central pour assurer des volumes d'hydrogène importants rapidement et permettre des économies d'échelle et un déploiement rapide.

Le projet de PPE prévoit de promouvoir « *l'efficacité énergétique des transports fluviaux et maritimes domestiques et atteindre l'objectif de neutralité carbone en permettant le ravitaillement en carburants bas carbone dans tous les ports français et en facilitant la reconversion aux autres technologies bas carbone (batteries, biocarburants, hydrogène, voile...)*. » Il est également indiqué l'objectif de développer les modes massifiés pour le fret en augmentant les investissements dans les infrastructures de transport massifié, sans autre précision.

Le projet de loi d'orientation sur les mobilités (LOM) actuellement en cours de discussion ne prévoyant aucune disposition précise à cet égard, votre rapporteur a déposé des amendements au texte.

**Proposition : Donner toute sa place au fret ferroviaire**

- Mettre en œuvre une stratégie concertée de déploiement du transport fluvial de marchandises ;
- Mener, en concertation avec les acteurs du secteur, une politique volontariste de développement de carburants alternatifs ;
- Planifier le déploiement des réseaux de stations d'avitaillement à destination du transport fluvial et développer la multimodalité de ces stations ;
- Préserver plus systématiquement les bords à voie d'eau au bénéfice du transport fluvial.

**5. Le transport maritime international prend des premières mesures contraignantes en 2018**

Le transport maritime international n'est pas explicitement exclu de l'ambition de l'Accord de Paris mais il n'est jamais visé non plus, pas plus que ne l'est le transport aérien international. Les États parties au protocole de Kyoto s'étaient en effet accordés, compte tenu du caractère intrinsèquement international de cette activité, sur l'impossibilité de réglementer ce secteur autrement que par le biais de son organisation internationale dédiée, l'Organisation maritime

internationale <sup>(1)</sup>, créée par les Nations Unies en 1948, qui fixe les standards universels.

Ceci n'exclut pas la prise de mesures de protection de l'environnement locales, telles que l'Union a pu en prendre ou la prise de mesures nationales par les États pour les navires battant leur pavillon. Toutefois, de telles mesures rencontrent assez vite leurs limites, le moyen le plus simple d'y échapper étant de battre un pavillon plus accommodant, il n'en manque pas, en termes de normes environnementales.

Pour autant, force est de constater que le fait de laisser ce secteur élaborer sa propre réglementation n'est pas satisfaisant. Cette préoccupation, cette injustice disent de nombreux citoyens, est également clairement apparue dans le mouvement des Gilets jaunes.

Le transport maritime est responsable de près de 3 % des émissions mondiales de GES et ce ratio pourrait atteindre 17 à 20 % en 2050 si rien n'est fait. On estime que les émissions atteindraient 1,1 milliard de tonnes de CO<sub>2</sub> émis en 2035. Le commerce international devrait doubler d'ici 2035 et continuer à croître au rythme de 3 %/an jusqu'en 2050 <sup>(2)</sup>. Comme le rappelait M. Hervé Brûlé, adjoint au directeur des affaires maritimes du ministère de la transition écologique et solidaire : « *Agir sur le transport maritime permet d'avoir un impact fort : il achemine 80 % à 90 % des marchandises mondiales et revêt un caractère vital pour les produits et services nécessaires à nos sociétés.*

*Pour les émissions de gaz à effet de serre, selon le chiffre communément admis en 2015, le transport maritime représente de 2,6 % des émissions totales, soit 800 millions à 900 millions de tonnes. Beaucoup de comparaisons sont faites avec les voitures mais il faut bien voir que les émissions diffèrent selon les polluants. Les émissions de CO<sub>2</sub> varient entre 10 et 30 grammes par tonne transportée sur un kilomètre contre 90 grammes pour les camions. En revanche, les émissions de polluants atmosphériques sont plus élevées et atteignent des niveaux très significatifs. Nous avons étudié très précisément les trajectoires des navires en Méditerranée et avons abouti aux constats suivants : la pollution est équivalente à celle produite par quelques milliers de voitures pour les particules fines et les oxydes d'azote, les navires de croisière et, dans une moindre mesure, les porte-conteneurs émettant autant que 3 000 à 4 500 voitures. Pour les oxydes de soufre, les émissions sont particulièrement élevées et peuvent atteindre l'équivalent de 5 000 voitures pour un ferry à quai et de 800 000 à 900 000 voitures pour un navire de croisière.*

---

(1) L'OMI est constituée de 174 États membres et de 3 États membres associés (Hong Kong-Chine, Macao-Chine, et les Îles Féroé-Danemark). Ces derniers ne peuvent pas prendre part au vote du Conseil. Les contributions sont calculées sur la base du tonnage de la flotte marchande de chaque État. Ainsi, les plus gros contributeurs sont les États qui disposent des capacités effectives de transport de marchandises par mer les plus importantes (Panama, Libéria, Îles Marshall, Singapour). Chaque pays dispose d'une voix lors des votes.

(2) Decarbonising Maritime Transport Pathways to zero-carbon shipping by 2035, 2018.

*Ce qui a structuré notre action, c'est le constat suivant : depuis vingt-cinq ans, les émissions de polluants atmosphériques liées au transport maritime ont diminué dans des proportions assez modérées allant de 10 % à 15 % alors que les émissions terrestres, elles, ont connu une réduction forte, de l'ordre de 80 % pour les oxydes d'azote et de plus de 50 % pour les oxydes de soufre. La trajectoire pour le transport maritime n'est pas aussi positive que pour le transport terrestre. C'est la raison pour laquelle il est nécessaire de prendre un virage. »<sup>(1)</sup>*

Le lien entre les gaz d'échappement des cargos et plusieurs maladies cardiovasculaires et respiratoires a été établi par les recherches de l'université de Rostock et le centre de recherche sur l'environnement allemand Helmholtzzentrum Munich. La pollution maritime serait ainsi responsable de 50 000 à 60 000 décès prématurés par an. Des mesures réalisées par des associations française et allemande<sup>(2)</sup> à proximité du port de Marseille et sur un navire de croisière ont alerté l'opinion publique sur cette question.

Les navires marchands et les bateaux de croisière utilisent essentiellement un fioul lourd, produit très peu raffiné, qui émet en très grandes quantités des particules fines, des oxydes d'azotes (GES) et des oxydes de soufre. L'oxyde de soufre et l'oxyde d'azote émis par les navires accélèrent la formation de particules fines et ultrafines.

**Il convient à la fois de gérer à la fois le stock des navires existants dont la durée de vie est longue** (par le développement de carburants alternatifs à faible teneur en soufre, de biocarburants, d'équipements permettant le branchement électrique à quai, de *scrubbers* pour les gaz d'échappement, etc, d'une part, **et les navires neufs**, d'autre part.

En 1997, la Convention internationale pour la prévention de la pollution par les navires (MARPOL), adoptée en 1973 dans le cadre de l'OMI, a été complétée par une annexe VI, relative à la prévention de la pollution de l'atmosphère par les navires, entrée en vigueur en 2005, qui fixe des normes en matière d'émissions d'oxydes de soufre (SOx) et d'oxydes d'azote (NOx) par les navires. Il est désormais prévu que la teneur en soufre des carburants utilisés ne doit pas excéder 3,50 % et qu'elle ne devra pas excéder 0,50 % d'ici au 1<sup>er</sup> janvier 2020 (avec une teneur généralement constatée de 2,7 % aujourd'hui). Il n'est à ce jour pas évident d'appréhender comment le secteur maritime se prépare à cette prochaine échéance.

Dans les zones de contrôle des émissions de SOx (dites *Sulphur emission control area*, SECA), la proportion de soufre dans les carburants marins doit être réduite à 0,1 %. Cela concerne, pour la France, la zone Manche-Mer du Nord, classée SECA depuis 2007 (une autre zone existe en Amérique du Nord). L'application de ces règles doit être précisément contrôlée. Il convient également

---

(1) Audition du 7 février 2019.

(2) France Nature Environnement, en partenariat avec l'ONG allemande NABU.

de soutenir les autorités françaises qui travaillent à la création d'une nouvelle zone de contrôle des émissions de SOx en mer Méditerranée.

La zone Manche-Mer du Nord et Baltique devait également être classée pour les émissions de NOx.

En 2011, l'OMI a adopté des mesures en matière de rendement énergétique qui sont juridiquement contraignantes. Les normes nominales de rendement énergétique pour les navires neufs et les mesures opérationnelles relatives au rendement énergétique des navires existants sont devenues obligatoires en 2013 <sup>(1)</sup>.

Ce n'est qu'en 2016 que l'organisation s'est accordée sur la mise en place d'une feuille de route pour 2018, qui serait révisée en 2023. Elle vise à réduire les émissions de gaz à effet de serre de 50 % d'ici 2050, par rapport au niveau de 2008.

La réduction de la vitesse aurait également un impact majeur sur les consommations de carburants, tous les acteurs entendus par la mission l'ont souligné (en effet,  $E=MC^2$ ).

Au niveau européen, s'agissant des dispositifs de mesure des émissions de CO<sub>2</sub> et de divers polluants, un règlement européen de 2015 <sup>(2)</sup> est récemment entré en application qui impose des mesures de mesures, rapports et vérification (MRV). Le nouveau règlement s'applique aux navires d'une jauge brute de plus de 5 000 tonnes qui feront escale dans un port de l'Union européenne (ce sont les plus gros navires qui émettent 85 % des GES du secteur). Il impose aux armateurs ou opérateurs de surveiller (2018) et déclarer (2019) les émissions de CO<sub>2</sub> de chacun de leurs navires, par voyage, et sur une base annuelle. Les premiers éléments de mise en œuvre n'ont pas pu être communiqués à la mission compte tenu du caractère récent de la mesure <sup>(3)</sup>.

Le plan climat français prévoit plusieurs mesures pour la transition énergétique du secteur maritime (utilisation de propulsions innovantes de type gaz naturel liquéfié ou gaz naturel comprimé, hybride batteries/diesel, piles à combustible H<sub>2</sub>, définition d'un objectif de rendement énergétique ; mise en place de systèmes de réduction des émissions de particules fines ; développement de bornes de recharge GNV et électriques dans les ports français).

---

(1) M. Camille Bourgeon, fonctionnaire technique à la division de l'environnement marin de l'Organisation maritime internationale (OMI), audition du 7 février 2019 : « En 2011, deux grandes mesures d'amélioration de la performance énergétique des navires ont été adoptées. L'indicateur opérationnel de l'efficacité énergétique des navires neufs (EEDI) est un standard de performance, et non pas technique, qui laisse toute liberté aux armateurs et aux chantiers pour développer les mesures les plus adaptées afin d'atteindre les objectifs de performance, qui sont de plus en plus stricts. Par exemple, un porte-conteneurs construit en 2025 devra être 30 % plus performant, en matière de consommation d'énergie, que le même bateau construit en 2008. Aujourd'hui, près de 4 000 navires sont certifiés EEDI. »

(2) Règlement (UE) n° 2015/757 du 29/04/15 concernant la surveillance, la déclaration et la vérification des émissions de dioxyde de carbone du secteur du transport maritime et modifiant la directive 2009/16/CE.

(3) Audition du 7 février 2019.

La priorité est actuellement à la régulation par la norme. Toutefois, la taxation du fioul, que les acteurs entendus n'envisagent pas hors d'un cadre harmonisé international, devrait, selon votre rapporteur, être davantage poussée (elle figure déjà parmi les questions sur la table des négociations au sein de l'OMI que la France appelle à étudier).

La loi de finances pour 2019 a, à l'initiative de M. Saïd Ahmada, en son article 56, créé un dispositif de suramortissement au bénéfice des armateurs qui font l'acquisition de navires à énergie décarbonée. Le GNL est exonéré de droits d'accise mais le ministère a indiqué travailler sur d'autres pistes fiscales, telles que la TVA.

S'agissant des carburants, on peut noter avec satisfaction, comme le soulignait M. Victorien Erussard, fondateur et capitaine d'*Energy Observer*, que la Compagnie générale maritime (CMA-CGM)<sup>(1)</sup>, qui a investi dans neuf porte-conteneurs au GNL, s'intéresse déjà à l'hydrogène. Le GNL ne devrait pas être considéré comme une solution de moyen terme, mais comme une solution efficace de court terme, et l'hydrogène n'est pas une solution de long terme mais doit bien être envisagé à moyen-court terme également. L'exemple très inspirant d'*Energy Observer*, démontre que l'hydrogène peut être la solution, dès demain, d'abord pour de petites unités avant de pouvoir être déployée sur d'autres navires. Certains petits navires ouvrent également la voie au tout électrique. L'hydrogène peut tout à fait être une solution en escale, pour les moteurs auxiliaires. Le solaire grâce aux panneaux solaires et, bien entendu, la propulsion vélique, qui doit être encouragée pour les navires de commerce, sont des EnR de choix pour les navires.

L'*International Transport Forum*, qui relève de l'OCDE, estime qu'une décarbonation quasi totale du transport maritime commercial pourrait être possible d'ici 2035<sup>(2)</sup>.

---

(1) Quatrième opérateur mondial en matière de porte-conteneurs avec plus de 500 navires.

(2) *Decarbonising Maritime Transport Pathways to zero-carbon shipping by 2035*, 2018.

**Proposition : Appuyer la transition énergétique du transport maritime de marchandises**

- S'assurer que la teneur en soufre des carburants utilisés soit bien conforme à la réglementation et n'excède pas 0,50 % d'ici au 1<sup>er</sup> janvier 2020 ;
- S'assurer du respect de la réglementation applicable au rapportage des mesures des émissions de CO<sub>2</sub> dans le cadre du règlement (UE) n° 2015/757 du 29 avril 2015, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2019 ;
- Mettre en œuvre, à court terme, la limitation de la vitesse autorisée, qui impacte directement la consommation des navires ;
- Poursuivre résolument les travaux menés dans le cadre de l'OMI pour la taxation du fioul lourd ;
- Poursuivre, en concertation avec les acteurs du secteur, une politique volontariste de développement de carburants alternatifs, par l'implantation de stations d'avitaillement ;
- Accentuer l'appui à la filière hydrogène dans le maritime, dans le cadre d'une vision de court et moyen termes.

**6. Le vent est-il en train de tourner pour le transport aérien international ?**

***a. Un acteur incontournable de la transition énergétique qui ne s'engage pas résolument sur des mesures contraignantes***

Dans le secteur aérien, les éléments de régulation n'apparaissent pas assez clairement décisifs. Ils sont même franchement décevants. Certes, ce secteur ne représente « que » 2 % à 3 % des émissions mondiales aujourd'hui, ce qui en soi est déjà très élevé<sup>(1)</sup> (équivalant aux émissions d'un pays comme l'Allemagne), mais s'en tenir à cet élément statique serait oublier un peu vite la trajectoire ascendante qui se profile nettement : le trafic européen et international a bel et bien explosé sur une période récente et est appelé à croître rapidement dans les décennies à venir. Le nombre de voyageurs transportés est passé, dans le monde (statistiques OACI), de 1,025 milliard en 1990 à 3,979 milliards en 2017. Et le nombre de passagers devrait avoir encore quasiment doublé en 2036. Des gains d'efficacité énergétique réalisés (notamment avec les nouvelles générations de motorisations et l'émergence de nouveaux matériaux) ont néanmoins pour partie permis de contenir les émissions malgré une très forte hausse du trafic.

Au sein de l'Union européenne, le deuxième rapport environnemental européen sur l'aviation souligne que le nombre de vols a augmenté de 8 % entre 2014 et 2017 et va s'accroître de 42 % entre 2017 et 2040 selon les prévisions. D'ici 2040, les émissions de CO<sub>2</sub> et de NO<sub>x</sub> (oxyde d'azote) devraient

---

(1) D'autant qu'il faut aussi tenir compte des vapeurs d'eau émises qui ont également un pouvoir réchauffant de l'atmosphère comme le soulignait Réseau action climat lors de son audition le 7 février 2019, soulignant qu'il faut aussi retenir les : « autres impacts du secteur sur les dérèglements climatiques – vapeurs d'eau qui créent des cirrus dans l'atmosphère, oxydes d'azote. Le pouvoir radiatif – donc réchauffant – du transport aérien est plutôt de l'ordre de 5 % . »

respectivement augmenter d'au moins 21 % et 16 %. En 2016, l'aviation totalisait 3,6 % des émissions totales de gaz à effet de serre de l'Union européenne et de 13,4 % des émissions du secteur des transports.

Le trafic intérieur français connaît une moindre « envolée », principalement du fait de la concurrence modale du TGV mais il augmente néanmoins.

Le trafic aérien en France (domestique et international) a, au total, augmenté de 9,1 % entre avril 2018 et avril 2019.

Le secteur aérien est donc bien au cœur des problématiques de la transition énergétique.

D'après le protocole de Kyoto, les vols intérieurs relèvent des objectifs nationaux de réduction des GES mais, pour les vols internationaux, les États adoptent la régulation dans le cadre de l'OACI. Les vols intra-européens sont soumis au marché carbone européen, récemment réformé (le prix de la tonne de carbone a longtemps été trop faible, autour de 5 euros, mais atteint aujourd'hui 20 à 25 euros, se rapprochant d'un signal-prix plus efficient).

Au niveau international, l'OACI a fixé en 2009 un objectif de croissance neutre en carbone en 2020 et de réduction de 50 % des émissions de GES en 2050 par rapport à 2005.

Le 6 octobre 2016, l'OACI a adopté une résolution en vue de la mise en œuvre, à partir de 2020, d'un mécanisme mondial de marché carbone de compensation des émissions de CO<sub>2</sub> de l'aviation internationale (l'accord de réduction et de compensation des émissions de dioxyde de carbone dans l'aviation internationale – *Carbon offsetting and reduction scheme for international aviation* (CORSIA), voté à la quasi-unanimité des pays, mais avec beaucoup de difficultés soulignait M. Patrick Gandil, directeur général de l'aviation civile au cours de son audition <sup>(1)</sup>). L'objectif est une croissance neutre en carbone dès 2020. Il doit être mis en œuvre sur une base volontaire dans un premier temps. Il ne serait obligatoire qu'en 2027.

Les premières mesures de suivi et de déclaration devaient être opérationnelles depuis janvier 2019 mais la mission n'a pas eu de retour sur ce point, compte tenu du caractère récent de la mesure.

Un objectif de diminution de 33 % des émissions des avions existants qui seront construits à partir de 2023 a été adopté. Pour les nouveaux modèles d'avions, la réduction des émissions de GES devra atteindre 36 % en 2020.

Plusieurs éléments pourront en outre permettre d'atténuer les émissions du secteur :

---

(1) Audition du 7 février 2019.

– l’efficacité énergétique des aéronefs (un avion de dernière génération bien rempli consommerait 2 litres de kérosène par kilomètre-passager, ce qui est bien plus performant que par le passé <sup>(1)</sup>). La recherche porte sur la motorisation, l’aérodynamisme et les matériaux de construction de l’aéronef. La première mesure consiste à remplacer les flottes par des avions plus performants (toutefois, la durée de vie des aéronefs est de quinze à vingt ans) ;

– l’utilisation de moteurs électriques pour propulser les avions au sol permet des gains importants de consommation ;

– les procédures de navigation aérienne avec des routes les plus courtes possibles, afin de ne pas consommer inutilement du carburant, notamment dans le cadre du programme européen de la Coalition environnement et santé pour un transport aérien responsable (CESAR) ;

– l’amélioration des procédures de montée et de descente. Cela devrait permettre des progrès en matière de bruit et, moindres, sur les consommations ;

– le développement des biocarburants durables.

Au regard du poids des batteries, l’avion électrique ne peut *a priori* s’envisager que sur des trajets de très courte distance (sur lesquels un report modal est à privilégier).

Il faut noter que des annonces faites par l’OACI en 2017 promouvaient un passage des « carburants d’aviation durables » à 2 % du total des carburants du secteur en 2025 (5 millions de tonnes par an), 32 % en 2040 (128 millions de tonnes par an) et 50 % en 2050 (285 millions de tonnes par an).

Mais l’usage des agrocarburants avancés paraît peu soutenable, dans de telles proportions, la biomasse étant une ressource précieuse appelée à devenir rare. Une partie des biocarburants peut être fabriquée à partir d’huile usagée.

### ***b. Une prise de conscience accélérée des gouvernements, poussés par l’opinion publique***

L’opinion publique, à travers notamment le mouvement des gilets jaunes, a dénoncé l’absence de taxation sur le kérosène. Ce carburant n’est pas soumis à la TICPE.

La taxation du kérosène est une question qui peut s’envisager au niveau national (avec les effets de fuite de carbone attendus), ou européen, voire mondial (pour une plus grande efficacité).

Comme le soulignait Mme Lorelei Limousin devant la mission : « *Quels sont les freins soulevés lorsque l’on évoque la mise en place d’une telle mesure ?* »

---

(1) M. Stéphane Cueille, président du comité de pilotage du Conseil pour la recherche aéronautique civile (CORAC), audition du 7 mars 2019.

*Le premier est d'ordre juridique : on présente la Convention relative à l'aviation civile internationale, dite Convention de Chicago, comme un frein à la mise en place d'une taxe sur le carburant. C'est faux : ce sont les accords bilatéraux de services aériens passés entre États pour favoriser le transport aérien entre leurs pays qui l'interdisent, mais ils peuvent être revus. Cela n'a donc rien d'inéluctable. »*

Les échanges se sont récemment intensifiés au niveau européen pour mettre cette question sur la table des négociations<sup>(1)</sup>. L'idée est désormais appuyée par la France.

Le niveau de la contribution sur les billets d'avion nationaux, qu'ils soient métropolitains ou internationaux, mériterait d'être réexaminé car la taxe de solidarité sur les billets d'avion, dite « Chirac », est peu élevée. D'autres pays ont fait un choix différent (Suède, Norvège, Japon ou États-Unis par exemple).

La taxation de l'aérien aurait certainement un effet de contrainte sur la demande. La sobriété de la demande devrait être un axe de la transition énergétique promu en tant que tel.

L'incitation à l'efficacité énergétique serait par ailleurs nettement renforcée par une taxation du carbone.

**Proposition : Accélérer la transition énergétique du transport aérien international**

- Porter une attention soutenue aux enjeux liés à la ressource de biomasse dans le cadre du transport aérien,
- Évaluer précisément et régulièrement la mise en œuvre de l'accord Corsia, en particulier s'agissant des actions de compensation qui seraient menées et pourraient avoir des effets néfastes sur la biodiversité et l'agriculture locale,
- Engager des actions en vue de rationaliser l'usage de l'avion et promouvoir la sobriété de la demande de transport
- Appuyer la mise en œuvre, au niveau européen, d'une fiscalité sur le kérosène

---

(1) Voir notamment l'étude réalisée pour la Commission européenne, dont le contenu a été publié dans la presse, qui présente les hypothèses de taxation sur le secteur aérien (TVA, taxe sur le kérosène) et leur impact. Elle conclut à un impact important sur les recettes fiscales, la baisse de la demande et la baisse des émissions de GES, ainsi que sur une neutralité, en termes économiques globaux, des effets des taxes. Taxes in the Field of Aviation and their impact, 2019.

## C. L'INDUSTRIE

Le secteur industriel représente un quart de la consommation d'énergie et un tiers de la consommation d'électricité en France.

### 1. L'industrie a baissé fortement sa consommation d'énergie mais il reste des gisements d'efficacité énergétique importants

Le secteur industriel a fait beaucoup de progrès, tant pour diminuer ses consommations d'énergie, que pour réduire ses émissions de gaz à effet de serre. Le récent avis du CESE <sup>(1)</sup> sur le projet de PPE qualifie même l'industrie de « bon élève du climat ». **D'après le commissariat général au développement durable, l'industrie manufacturière en France représente 21 % des consommations d'énergie, contre 26 % en 1990.** L'Ademe précise que le secteur a diminué de 50 % ses émissions de gaz à effet de serre en 25 ans.

Ces baisses s'expliquent, pour moitié, par le phénomène de désindustrialisation qu'a connu l'économie française, et pour moitié par l'amélioration de l'efficacité des *process*. La baisse plus importante des émissions de GES par rapport aux consommations d'énergie s'explique par la substitution de combustibles fossiles vers des renouvelables (déchets, biomasse) et vers l'électricité, la décarbonation des *process* et un recours plus important au recyclage.

#### *a. Des gisements d'efficacité énergétique encore importants*

**Si beaucoup d'efforts ont déjà été réalisés, force est de constater que des gisements d'efficacité énergétique existent encore.** Les grandes entreprises de plus de 250 salariés, doivent d'ailleurs mettre en place une stratégie d'efficacité énergétique de leurs activités <sup>(2)</sup>.

Dans les visions prospectives publiées en 2017 <sup>(3)</sup>, l'Ademe estime que **le secteur industriel peut encore augmenter de 20 % son efficacité énergétique d'ici 2035.** Une grande partie de ces gisements d'efficacité énergétique résiderait d'ailleurs dans des solutions matures ou organisationnelles. Les auditions ont permis de mettre en évidence plusieurs voies pour baisser l'intensité énergétique du secteur industriel :

– **le changement de comportements**, la modification d'une organisation ou l'amélioration de la maîtrise opérationnelle d'un équipement constituent les premiers leviers disponibles ;

---

(1) « Climat-énergie : la France doit se donner les moyens. Avis sur les projets de Stratégie nationale bas carbone et de Programmation pluriannuelle de l'énergie », Guillaume Duval et Madeleine Charru, avril 2019.

(2) Le code de l'énergie (articles L.233-1 à L.233-4) prévoit en effet la réalisation d'un audit énergétique.

(3) « L'efficacité énergétique, un élément clé de la performance de l'industrie de demain », septembre 2017, Ademe.

– la recherche d'une **meilleure performance de systèmes de production** ;

– la **récupération de chaleur fatale**. L'Ademe a évalué le gisement de chaleur fatale dans l'industrie à 109,5 TWh, soit 36 % de la consommation de combustibles de l'industrie rejetés sous forme de chaleur. La moitié du gisement concerne les deux grands secteurs de l'agro-alimentaire et de la chimie ;

**Exemple de récupération de chaleur fatale d'une usine d'ArcelorMittal à Saint-Chély d'Apcher**

M. Rémi Chabrilat, directeur « production et énergies durables » de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME) : « Le réseau de Saint-Chély-D'apcher, commune d'un peu plus de 4 000 habitants, a été mis en service en 2015, après un engagement de la collectivité et une très forte mobilisation du maire. Composé d'un réseau de 7 kilomètres alimentant bâtiments publics, logements sociaux, quelques copropriétés, le lycée et d'une chaufferie biomasse de 2,9 MWh, il a nécessité 6 millions d'euros d'investissement, dont la moitié sous forme d'aides à parité de l'ADEME et de la région.

Dès le début et par anticipation, la contrainte avait été fixée d'installer la chaufferie à proximité du grand site industriel local d'ArcelorMittal. En 2018 a été mise en service une récupération de chaleur sur les fours de recuit de l'usine. La chaufferie biomasse est calibrée pour produire 12 gigawattheures (GWh) par an, et 12 GWh sont également récupérés chez Arcelor Mittal. Cela ne fait pas deux fois trop de chaleur parce que le réseau n'était pas à 100 % renouvelable et parce que ArcelorMittal récupère une partie de la chaleur, environ 9 GWh, pour ses usages propres, 3 GWh pouvant être réinjectés sur le réseau. Cela représente 4 millions d'euros d'investissement, dont un peu plus de 2 millions d'euros apportés par la région et l'ADEME.

Cet exemple repose sur un fort engagement de la collectivité, une anticipation et la présence d'un tiers investisseur. Ce montage peut être intéressant pour accompagner des industriels qui considèrent que ce n'est leur métier de produire de la chaleur. Le tiers investisseur prend le risque à leur place. » (audition du 21 mars 2019)

– la **production d'énergie** (solaire thermique, biomasse, méthanisation et géothermie). L'Ademe estime, par exemple, que 30 % de l'énergie finale consommée dans l'industrie française pour des températures de moins de 200 °C pourraient être compatibles avec un système solaire thermique ;

– l'**effacement industriel**, qui consiste à réduire la consommation d'un ou plusieurs sites industriels (soit par arrêt de process, soit par bascule sur un mode d'autoconsommation).

## GAINS D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE À L'HORIZON 2035 (PAR RAPPORT À 2013)

Secteurs	Gains d'efficacité énergétique	Répartition par type de gains ( <i>non sommables car appliqués séquentiellement</i> )		
		Organisationnel	Solution éprouvée	Innovation
Métaux primaires	11,4 %	0,7 %	4,7 %	6,1 %
Chimie (y compris plasturgie)	18,0 %	1,6 %	10,6 %	6,1 %
Matériaux non métalliques (verre, ciment, tuile et brique)	14,5 %	1,9 %	8,8 %	4,0 %
Industrie agroalimentaire (IAA)	29,3 %	3,6 %	20,7 %	6,0 %
Équipement (industrie des transports, travail des métaux, et biens d'équipements)	29,8 %	4,5 %	19,5 %	7,0 %
Autres (dont papier-carton)	23,0 %	3,0 %	13,8 %	6,8 %
<b>Total</b>	<b>19,6 %</b>	<b>2,2 %</b>	<b>12,1 %</b>	<b>5,7 %</b>

Source : Ademe

**Des soutiens publics importants existent pour soutenir les économies d'énergie dans l'industrie.** Les principaux sont le dispositif des certificats d'économie d'énergie, le fonds chaleur et le programme d'investissement d'avenir (PIA). D'après l'Ademe, depuis 2015, 20 % des CEE attribués concernent l'Industrie et 70 % des opérations spécifiques sont réalisées dans le milieu industriel. Ils auraient permis d'économiser 41 TWh cumulés en 2016 dont 8 % pour l'industrie en phase 2 et 21 % en phase 3.

### *b. Lever les freins aux économies d'énergie dans l'industrie*

**Le principal frein identifié est le manque de vision commune** sur l'ensemble des effets que pourrait avoir la transition énergétique sur l'industrie. Le Gouvernement avait évoqué l'opportunité d'élaborer des feuilles de route industrielles bas-carbone par filière dans le cadre du comité national de l'industrie (CNI). Ces feuilles de route gagneraient à être prochainement élaborées.

**Le manque de soutien aux investissements dans la transition énergétique a également été regretté**, et ce d'autant plus que le dispositif des prêts verts distribués par BpiFrance n'est pas reconduit dans le cadre du PIA 3. Comme l'a suggéré l'Ademe <sup>(1)</sup>, un dispositif fiscal en faveur des économies d'énergie pourrait être mis en place et viser l'acquisition de matériels destinés à économiser l'énergie. La mesure pourrait être adossée sur le suramortissement des investissements dans l'industrie du futur créée par la loi de finances pour 2018 <sup>(2)</sup>. Sur l'unique périmètre « utilité » (moteurs, production d'air comprimé ou de froid, chaudières, etc.), l'Ademe estime le coût de la mesure à 50 millions d'euros/an (avec une hypothèse de suramortissement de 40 % entraînant une décote fiscale moyenne de 10 % du montant des équipements).

**Un travail de mise à plat des exonérations fiscales sur l'énergie pour les industriels pourrait être entrepris.** Ainsi, par exemple, 40 % de la consommation de gaz de l'industrie est exonérée de taxe intérieure de

(1) Audition du 28 mars 2019.

(2) Article 39 decies B du code général des impôts.

consommation sur le gaz naturel (TICGN) ou fait l'objet de tarifs réduits. Les entreprises électro-intensives bénéficient, elles, d'un niveau de taxe réduit sur leur consommation d'électricité ainsi que d'une exonération partielle ou totale du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE), sous réserve de produire un plan de performance énergétique (PPE). Ces exonérations peuvent bloquer toute ambition d'investissement massif sur des solutions pourtant efficaces, matures et portées par des acteurs français. **La suppression de quelques niches permettrait de financer le dispositif de suramortissement exposé ci-avant.** Comme l'a rappelé l'Ademe, un tel travail de remise à plat nécessite une progressivité dans son application ainsi qu'une analyse de l'impact sur le prix de revient des produits mis sur le marché pour les consommateurs.

Dans les cas où le maintien de l'exonération, votre rapporteur souscrit pleinement à une préconisation de l'Ademe : **il serait judicieux de conditionner l'octroi de l'exonération à l'engagement de l'industriel dans un plan de performance énergétique** l'obligeant à investir une part significative de l'exonération perçue dans la modernisation de son outil industriel en France.

**Proposition : Soutenir les efforts d'efficacité énergétique dans l'industrie**

- Élaborer des feuilles de route industrielles bas-carbone par filière dans le cadre du comité national de l'industrie (CNI) ;
- Mettre à plat l'ensemble des exonérations fiscales sur l'énergie pour les industriels et réduire certaines niches fiscales ;
- Conditionner l'octroi de l'exonération du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) à l'engagement de l'industriel dans un plan de performance énergétique ;
- Mettre en place un dispositif de sur-amortissement pour l'acquisition de matériels destinés à économiser l'énergie.

**2. L'industrie doit pouvoir effectuer d'importantes substitutions d'énergie**

***a. Le recours aux énergies fossiles les plus polluantes doit continuer à baisser***

Au-delà des seules économies d'énergie, **le secteur industriel doit remplacer les énergies fossiles les plus polluantes au profit du gaz de réseau (naturel et biogaz), de la biomasse solide, du solaire thermique et des combustibles solides de récupération (CSR).** Si l'Ademe prévoit une disparition de l'usage du fioul lourd à l'horizon 2050, le coke produit à partir de charbon pour les besoins des réactions thermochimiques, en particulier la production de fonte par hauts-fourneaux et cubilots, ne semble pas pouvoir être remplacé.

## CONSOMMATION ÉNERGÉTIQUE DANS L'INDUSTRIE EN 2010, 2035 ET 2050

Unités: Mtep / %	2010		2035		2050	
Charbon	4,8	15 %	4,5	17 %	3,5	18 %
Produits pétroliers	3,0	10 %	0,7	3 %	0,1	0 %
Gaz	11,1	35 %	9,2	36 %	6,6	34 %
Électricité	10,4	33 %	8,0	31 %	6,2	32 %
EnR* et Chaleur	2,1	7 %	3,4	13 %	3,3	17 %
<b>Total</b>	<b>31,4</b>		<b>25,8</b>		<b>19,7</b>	

Source : Ademe

### ***b. La compétitivité de notre secteur industriel ne doit pas pour autant être obérée***

Toutes les entreprises ne sont pas à même de réduire drastiquement leurs consommations d'énergie. Il est essentiel de lever un maximum de freins aux économies d'énergie dans l'industrie tout en accompagnant les entreprises, notamment les entreprises fortement consommatrices d'énergie, dites énérgo-intensives, dans la transition énergétique. D'après l'Uniden, auditionné par la mission, 1 % des sites industriels en France concentre les deux tiers de la consommation d'énergie. **Le coût de l'énergie joue un rôle majeur dans la performance économique de ces entreprises.**

#### **Industrie et taxe carbone**

Dans l'industrie, la tarification des émissions de gaz à effet de serre relève

- soit de la composante carbone sur les consommations d'énergies (comme pour les particuliers) ;
- soit, pour les entreprises fortement émettrices de CO<sub>2</sub>, du mécanisme du marché des quotas européens. Une quantité de quotas d'émissions est déterminée par l'autorité publique puis distribuée (gratuitement ou par enchères) aux entreprises. Ces dernières doivent, sur une période donnée dite de conformité, restituer à l'autorité publique la même quantité de quotas d'émissions, ou d'actifs carbone autorisés, que d'émissions réelles. Elles peuvent acheter ou vendre des actifs sur le marché. Les gisements de réduction d'émissions à faible coût sont les premiers à être exploités. Le coût du CO<sub>2</sub> sur le marché carbone européen est longtemps resté très bas, descendant même sous les 5 euros la tonne en 2017, avant de remonter à près de 20 euros fin 2018 puis 25 euros suite aux réformes engagées (voir la première partie du présent rapport).

Un dispositif de « compensation carbone » a été mis en place pour les entreprises exposées à un risque important de « fuite de carbone », c'est-à-dire celles pour lesquelles l'impact du prix des quotas européens de carbone répercuté dans les prix de l'électricité est fort, les exposant à la concurrence d'entreprises situées en dehors de l'Union Européenne. **Ce mécanisme a été réformé, les allocations de quotas gratuits ayant été trop généreuses par le passé** (voir la première partie du présent rapport).

**Plus généralement, votre rapporteur note qu'il est extrêmement intéressant de raisonner en termes d'empreinte carbone.** L'empreinte cherche

à comptabiliser les consommations d'énergie ou les émissions de gaz à effet de serre (on parlera d'empreinte énergétique ou d'empreinte carbone) engendrées par la consommation française, indépendamment du lieu géographique des productions associées. Elle est égale aux émissions mesurées sur le territoire national, en retirant celles associées à des exportations, mais en ajoutant les émissions à l'étranger correspondant à nos importations. **Pour l'Uniden<sup>(1)</sup>, auditionné par la mission, une relocalisation des activités industrielles en France, engendre une augmentation de la consommation énergétique du secteur industriel français mais améliore considérablement notre empreinte carbone** : cela s'expliquerait par un *mix* électrique et un *mix* énergétique particulièrement décarboné en France ainsi que par des processus industriels plus performants en France. Toutefois, pour l'association négaWatt, le lien entre relocalisation industrielle et empreinte carbone n'est pas aussi clair car dans certains pays émergents, les processus de production peuvent être plus économes en énergie qu'en France.

**Proposition : Prendre davantage en compte l'empreinte carbone de la France dans l'élaboration des politiques publiques, notamment industrielles.**

*c. Les grands groupes industriels, notamment du monde de l'énergie, ont un rôle crucial à jouer*

Pour certaines personnes auditionnées ou consultées en ligne grâce à la plateforme citoyenne mis en place par la mission, **un frein important à la transition énergétique est lié aux réticences de la part de certains industriels présents dans les industries carbonées.** « *Nous faisons ainsi face aujourd'hui à divers lobbies* » a ainsi indiqué un acteur auditionné. Ces grands acteurs peuvent en effet être freinés dans la mise en œuvre de la transition énergétique par l'historique de leurs activités passées ou la lourdeur de leur organisation. Il est pourtant essentiel que leur stratégie industrielle prenne en compte la nouvelle donne énergétique et la nécessaire lutte contre le changement climatique.

**D. LA FISCALITÉ DOIT ÊTRE UN LEVIER POUR DÉCARBONER NOTRE MODÈLE ÉCONOMIQUE ET ÊTRE RÉORIENTÉE POUR SORTIR, À TERME, D'UNE FISCALITÉ AXÉE SUR LE PÉTROLE**

Les grands principes budgétaires sont l'annualité, l'unité, l'universalité et la spécialité, ainsi que le principe de sincérité budgétaire consacré par la loi organique relative aux lois de finances (LOLF) du 1<sup>er</sup> août 2001. La LOLF impose également en son article 51 une évaluation des dépenses fiscales annexée au projet de loi de finances.

La Charte de l'environnement de 2004, intégrée au bloc de constitutionnalité, dispose en son article 4 que « *toute personne doit contribuer à la réparation des dommages qu'elle cause à l'environnement, dans les conditions*

(1) Audition du 28 mars 2019.

*définies par la loi* » (principe dit du « pollueur-payeur ») et, en son article 6 que « *les politiques publiques doivent promouvoir un développement durable. À cet effet, elles concilient la protection et la mise en valeur de l'environnement, le développement économique et le progrès social.* »

Au-delà de la régulation par la norme et des interventions budgétaires, les mesures fiscales constituent un levier privilégié de l'action publique. Il convient de relever que les dispositions de l'article 40 de la Constitution font obstacle à ce qu'une initiative d'un parlementaire crée ou aggrave une charge publique mais lui permettent de compenser une dépense fiscale.

## **1. Le manque de lisibilité de la fiscalité freine la transition énergétique**

### **Des objectifs multiples et successifs pèsent sur un même vecteur.**

Les dispositifs fiscaux sont, historiquement, construits autour d'objectifs de rendement (taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques – TICPE) ou de soutien aux différents secteurs d'activité nationaux. Ainsi, le taux réduit de TICPE applicable au gazole non routier visait-il au départ à encourager la mécanisation des secteurs de l'agriculture et du bâtiment. Il est désormais, comme le deviennent généralement les niches fiscales, totalement intégré dans l'équilibre économique du secteur.

Cela implique que toute évolution à la hausse de la fiscalité se heurte à des résistances.

On observe également que la fiscalité se construit souvent par strates successives ce qui rend une évaluation d'ensemble complexe, pour les parlementaires qui le soulignent régulièrement, et *a fortiori* pour les professionnels et les particuliers.

Plus récemment, la fiscalité a également été chargée de poursuivre des objectifs environnementaux, qui sont parfois concordants avec des objectifs de soutien à certains secteurs (par exemple s'agissant de la méthanisation qui permet à des agriculteurs de trouver une nouvelle source de revenus ou, sous certaines réserves, l'incorporation de bio-carburants venant en soutien à la filière agricole).

La **Cour des comptes**, dans son rapport à la commission des finances du Sénat intitulé « **L'efficience des dépenses fiscales relatives au développement durable** », de septembre 2016, avait souligné l'intrication des objectifs des mesures fiscales.

La Cour avait également relevé que nombre des dépenses portaient sur les impôts locaux et ne faisaient pas nécessairement l'objet d'une compensation par l'Etat. La Cour pointait un suivi défaillant et des outils d'évaluation inadaptés. Ces constats demeurent d'actualité.

Tout en soulignant les difficultés liées à un classement des dépenses dans une catégorie ou une autre, compte tenu des impacts sur les comportements des acteurs de la mesure fiscale, la Cour avait pu dresser un état des lieux démontrant une très nette supériorité des dépenses fiscales défavorables à l'environnement – en particulier les exonérations et remboursements de TICPE, les exonérations de TICFE, les exonérations et tarifs réduits de taxe intérieure de consommation sur le gaz naturel (TICGN) ou encore l'exonération partielle ou totale du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE). Le total des dépenses favorables à l'environnement atteignait, dans la nomenclature du rapport, 4,97 milliards d'euros en 2015, alors que le total des dépenses défavorables à l'environnement se montait à 6,9 milliards d'euros auxquels il fallait ajouter 6,11 milliards d'euros de différentiel essence/gazole.

Il convient également de relever que nombre de mesures fiscales, sans être défavorables en elles-mêmes à la transition énergétique, incitent à faire perdurer des comportements qui ne permettent pas la transition énergétique.

La Cour des comptes pointait la nécessité de :

– maîtriser les dépenses fiscales par différents moyens (plafonnement des aides, limitation de leur durée dans le temps avec une évaluation régulière, une meilleure maîtrise des coûts administratifs et des stratégies de contrôle) ;

– mieux évaluer les effets de la dépense, par exemple s'agissant des émissions évitées. Une plus grande attention portée aux effets d'aubaine permettrait d'éviter de subventionner par la dépense fiscale des dépenses qui auraient été réalisées de toute façon et pour lesquelles l'avantage fiscal n'est pas un élément déclencheur.

Votre rapporteur estime que les débats des derniers mois imposent la mise en œuvre rapide d'efforts de lisibilité budgétaire et d'équité fiscale. Les demandes des citoyens, qui sont également celles de leurs élus, indiquent clairement que l'on n'imposera pas une fiscalité adaptée à la transition énergétique sans accompagnement et sans équité. Cette équité appelle des mesures de soutien et d'accompagnement. Ce point a été souligné par un grand nombre d'acteurs entendus par la mission et notamment par l'Ademe, les associations regroupées au sein du réseau action climat ou encore l'IDDRI. Le réseau Action Climat souhaite également que la fiscalité environnementale, au-delà de la seule compensation de la hausse de la fiscalité assise sur le carbone, joue un rôle redistributif.

Le champ d'expertise de ces acteurs varie mais tous s'accordent sur l'accompagnement, le poids fiscal de la transition énergétique ne pouvant assurément pas, pour schématiser, reposer sur les seuls acteurs économiques non mobiles que sont les particuliers.

Nombre des acteurs entendus par la mission d'information ont pointé du doigt le manque de cohérence d'ensemble de la fiscalité.

L'affectation à la transition écologique des ressources issues de la fiscalité écologique est largement demandée. Elle se heurte au principe d'annualité budgétaire ainsi qu'à la difficulté, pour les entorses à ce principe qui pourraient être mises en œuvre, de définir une recette à son niveau optimal en termes de transition écologique, qui corresponde aux besoins de financement précis d'une action favorable à la transition écologique.

Grâce à l'adoption d'un amendement à la loi de finances pour 2019, à l'initiative de notre collègue Bénédicte Peyrol, la loi de finances sera désormais complétée par un document de synthèse présentant l'ensemble des mesures fiscales et des dépenses relatives à la transition écologique <sup>(1)</sup>.

Votre rapporteur souhaite également souligner que les taxes environnementales sont, par essence, lorsqu'elles atteignent leur objectif qui est d'influer sur les comportements, destinées à voir leur rendement décroître voire disparaître. Une fiscalité environnementale qui perdurerait à un niveau élevé manifesterait son absence d'efficacité.

Il importe donc d'avoir à l'esprit que la réorientation de la fiscalité doit être pensée dès à présent. En outre, votre rapporteur observe que les recettes fiscales liées à la transition énergétique sont très rarement mises en avant dans la balance des prises de décision. Or, la transition énergétique doit être considérée comme un immense chantier qui générera une grande quantité d'activités nouvelles, lesquelles devront s'acquitter de prélèvements fiscaux.

---

(1) Extrait de l'article 206 de la loi de finances pour 2019 :

« II. – Le Gouvernement présente au Parlement, en annexe au projet de loi de finances de l'année, un rapport intitulé « Financement de la transition écologique : les instruments économiques, fiscaux et budgétaires au service de l'environnement et du climat ». Ce rapport présente : 1° Un état de l'ensemble des financements publics en faveur de l'écologie, de la transition énergétique et de la lutte contre le changement climatique inscrits dans la loi de finances de l'année en cours et dans le projet de loi de finances ;

2° Un état évaluatif des moyens financiers publics et privés mis en œuvre pour financer la transition écologique et énergétique ainsi que leur adéquation avec les volumes financiers nécessaires au respect des engagements européens, de l'accord de Paris et de l'agenda 2030 du développement durable ;

3° Un état détaillant la stratégie en matière de fiscalité écologique et énergétique, permettant d'évaluer la part de cette fiscalité dans les prélèvements obligatoires, le produit des recettes perçues, les acteurs économiques concernés, les mesures d'accompagnement mises en œuvre et l'efficacité des dépenses fiscales en faveur de l'environnement. Cet état précise les impacts de la fiscalité écologique et énergétique, d'une part, sur le pouvoir d'achat des ménages en fonction de leur composition, de leur revenu fiscal de référence et de leur lieu de résidence et, d'autre part, sur les coûts de production et les marges des entreprises, selon leur taille et selon leur secteur d'activité.

Ledit rapport dresse, notamment, le bilan des actions de maîtrise de la demande d'énergie, des mesures de promotion des énergies renouvelables et de l'évolution de l'impact sur l'environnement de la consommation d'énergie, notamment de l'évolution des émissions de gaz à effet de serre.

Il porte également sur la contribution au service public de l'électricité et sur les charges couvertes par cette contribution. Il comprend des scénarios d'évolution de cette contribution à moyen terme et comporte les éléments mentionnés à l'article L. 121-28-1 du code de l'énergie.

Il donne une vision intégrée de la manière dont les instruments fiscaux incitent les acteurs économiques à la prévention des atteintes portées à l'environnement, en application de l'article 3 de la Charte de l'environnement, et de leur efficacité. Il contribue ainsi à la performance et à la lisibilité de la fiscalité environnementale et à la cohérence de la réforme fiscale.

Il est communiqué au Conseil national de la transition écologique prévu à l'article L. 133-1 du code de l'environnement et au Conseil économique, social et environnemental. »

## **2. Reprendre le rééquilibrage de la fiscalité dans le domaine des transports**

Sans prétendre balayer l'ensemble du spectre fiscal, votre rapporteur a souhaité plus spécifiquement examiner le CITE dans le cadre des rénovations énergétiques (supra) et les évolutions récentes de la TICPE.

L'article 113 du TFUE prévoit que le Conseil de l'Union adopte, selon une procédure spécifique à l'unanimité, des dispositions relatives à l'harmonisation des législations des États membres en matière de fiscalité indirecte (principalement taxe sur la valeur ajoutée et les droits d'accise), les impôts indirects pouvant constituer un obstacle à la libre circulation des marchandises et à la libre prestation de services dans le marché intérieur. La directive 2003/96/CE sur les produits énergétiques et l'électricité impose des minima de taxation sur l'électricité et les produits énergétiques et les États membres doivent notifier à la Commission européenne les dispositifs d'exonération de taxe. Son objectif essentiel est de ne pas permettre la création d'impositions potentiellement discriminatoires entre les produits fabriqués sur le territoire national et ceux fabriqués dans d'autres États membres.

Les droits d'accise ou contributions indirectes sont assis sur la consommation de certains biens. Il existe quatre taxes intérieures de consommation de produits énergétiques : la TICPE, la taxe intérieure sur la consommation de gaz naturel (TICGN), la taxe intérieure sur la consommation de charbon (TICC) et la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICFE).

La taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques (TICPE) est assise sur les volumes de consommation de carburants, de gaz, de fioul et de charbon.

**Les débats autour de la fiscalité du carbone et de l'égalité devant l'impôt ne sont pas nouveaux. Ils n'ont pas trouvé d'issue à ce jour.**

En France, en 2000, la loi de finances rectificative avait prévu d'étendre la taxe générale sur les activités polluantes (TGAP, réservée aux déchets) et à l'électricité et aux produits énergétiques fossiles. L'assiette, le barème, les cas d'exonération et les modalités de recouvrement de cette taxe, telles qu'elles avaient été fixées ont été jugées incompatibles avec le principe d'égalité devant l'impôt. L'objectif de la mesure était, dans le cadre des engagements internationaux de la France, de renforcer la lutte contre l'« effet de serre » en incitant les entreprises à maîtriser leur consommation de produits énergétiques. Le Conseil constitutionnel avait censuré la taxe au motif que les modalités de calcul de la taxe pouvaient « *conduire à ce qu'une entreprise soit taxée plus fortement qu'une entreprise analogue, alors même qu'elle aurait contribué de façon moindre au rejet de gaz carbonique dans l'atmosphère* » et qu'il était « *prévu de soumettre l'électricité à la taxe, alors pourtant qu'en raison de la nature des sources de production de l'électricité en France, la consommation d'électricité*

*contribue très faiblement au rejet de gaz carbonique* » (décision n° 2000-441 DC du 28 décembre 2000 sur la loi de finances rectificative pour 2000 ).

En 2009, suite aux travaux conduits dans le cadre du Grenelle de l'environnement, une contribution climat-énergie (CCE) avait été instituée, qui a également été censurée par le Conseil Constitutionnel au motif que les multiples exceptions sectorielles qui l'accompagnaient créaient une rupture caractérisée de l'égalité devant l'impôt et devient « *contraire à l'objectif de lutte contre le réchauffement climatique* ».

Comme le souligne le Conseil Constitutionnel dans sa décision, le régime de la taxe reposait sur des exonérations, réductions, remboursements partiels et taux spécifiques, tels que 93 % des émissions d'origine industrielle, hors carburant, soient exonérées de contribution carbone. Moins de la moitié des émissions de gaz à effet de serre aurait été soumise à la contribution carbone <sup>(1)</sup>. La taxe portait concrètement sur les carburants et produits de chauffage, responsables d'une partie des émissions. Il avait par ailleurs été souligné, s'agissant des industries électro-intensives, que régime des quotas d'émission de gaz à effet de serre dans l'Union européenne ne pouvait justifier les exonérations, ces quotas étant attribués à titre gratuit jusqu'en 2013.

Depuis 2014, les taxes intérieures de consommation comprennent (hormis la TICFE), une composante carbone « contribution climat-énergie » (CCE) souvent dénommée « **taxe carbone** ». Elle vise à adresser un signal prix efficient qui réoriente les choix de consommation des agents économiques.

La composante carbone est calculée, pour chaque produit, en fonction du contenu carbone standardisé émis lors de l'utilisation d'un produit énergétique. La valeur de la tonne de carbone a augmenté chaque année depuis 2014, passant de 7 euros en 2014 à 14,50 euros en 2015, à 22 euros en 2016 et 30,50 euros en 2017.

L'Ademe constate que la loi prévoit un taux de 100 euros la tonne de CO<sub>2</sub> en 2030. D'après les modèles macroéconomiques de l'agence, la taxe devrait s'élever à environ 200 euros par tonne de CO<sub>2</sub> à ce même horizon 2030. Une telle hausse devrait être complétée de mesures d'accompagnement précises en faveur des personnes modestes contraintes à l'utilisation de leur véhicule.

**La loi de finances pour 2018** <sup>(2)</sup> a intégré dans les tarifs des taxes intérieures de consommation une nouvelle trajectoire carbone, plus élevée, pour la période 2018-2022. La valeur de la tonne de carbone pour la période 2018-2022

---

(1) Ainsi étaient totalement exonérées de contribution carbone les émissions des centrales thermiques produisant de l'électricité, les émissions des mille dix-huit sites industriels les plus polluants, tels que les raffineries, cimenteries, cokeries et verreries, les émissions des secteurs de l'industrie chimique utilisant de manière intensive de l'énergie, les émissions des produits destinés à un double usage, les émissions des produits énergétiques utilisés en autoconsommation d'électricité, les émissions du transport aérien et celles du transport public routier de voyageurs. En outre, étaient taxées à taux réduit les émissions dues aux activités agricoles ou de pêche, au transport routier de marchandises et au transport maritime.

(2) Loi n° 2017-1837 du 30 décembre 2017 de finances pour 2018.

(en euros par tonne de dioxyde de carbone) a ainsi été fixée à 44,60 euros en 2018, 55 en 2019, 65,4 en 2020, 75,8 en 2021 et 86,2 en 2022.

Cette taxe carbone devait ensuite être intégrée dans les tarifs de TICPE, TICGN et TICC, de la manière suivante :

#### TARIFS DE TICPE SUR LE GAZOLE ET SUR L'ESSENCE

(en euros par hectolitre)

Année	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
<b>SP 95-E 5 et SP 98</b>	60,69	62,41	64,12	65,07	68,29	70,67	73,05	75,43	77,80
<b>Gazole routier</b>	42,84	46,82	49,81	53,07	59,4	64,76	70,12	75,47	78,23

Source : article 265 du code des douanes.

#### TARIFS DE TICGN SUR LE GAZ

(en euros par mégawattheure)

Année	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
<b>Gaz naturel destiné à être utilisé comme combustible</b>	4,34	5,88	8,45	10,34	12,24	14,13	16,02

Source : article 266 quinquies du code des douanes.

#### TARIFS DE TICC SUR LES HOUILLES, LIGNITES ET COKES

(en euros par mégawattheure)

Année	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
<b>Houilles, lignites et cokes destinés à être utilisés comme combustibles</b>	7,21	9,99	14,62	18,02	21,43	24,84	28,25

Source : article 266 quinquies B du code des douanes.

Les mouvements sociaux de 2018 et 2019 ont notamment trouvé leur source dans le relèvement du prix des carburants, souvent considéré comme étant inéquitable, de nombreux secteurs ne voyant de leur côté pas la fiscalité écologique s'alourdir. Par ailleurs, les consommateurs ont en particulier dénoncé le fait que l'utilisation du véhicule, notamment diesel, ne relevait pas d'un choix mais bien d'une nécessité.

La loi de finances pour 2018 visait un alignement, en quatre ans, de la fiscalité applicable au gazole et à l'essence, soit une augmentation supplémentaire chaque année de la fiscalité sur le gazole de 2,6 centimes par litre.

**Cette trajectoire carbone a été suspendue par la loi de finances pour 2019, laquelle a gelé le montant à celui applicable en 2018** (article 64 de la loi de finances pour 2019 <sup>(1)</sup>).

La TICPE génère des recettes élevées, de 33,8 milliards d'euros, dont 13,34 milliards d'euros de recettes nettes pour le budget général de l'État en 2018.

(1) Loi n° 2018-1317 du 28 décembre 2018 de finances pour 2019.

À ce montant, il faut ajouter, pour l'État, la part affectée à un compte d'affectation spéciale, le CAS « Transition énergétique », qui s'élève à 7,2 milliards d'euros <sup>(1)</sup>. Pour les départements, la part affectée de TICPE s'élève à 5,9 milliards d'euros, pour les régions à 5,8 milliards au total (dont 0,6 milliard pour la part dite « Grenelle ») et 1 milliard d'euros est versé pour l'agence de financement des infrastructures des transports de France (AFITF).

À ce jour, la reprise de la trajectoire carbone est demandée par de nombreuses associations de protection de l'environnement, ou encore par l'Ademe, comme constituant un élément central de la transition énergétique, dès lors qu'elle est accompagnée de mesures sociales de compensation pour les ménages les plus modestes.

Votre rapporteur souhaite que cette question soit rapidement remise à l'ordre du jour. Elle doit être abordée en lien avec la taxation du fioul lourd et du kérosène.

Plusieurs autres mesures fiscales en faveur de la transition énergétique ont été prises récemment. La loi de finances pour 2018 a modifié le barème du malus automobile pour favoriser l'achat de véhicules moins polluants. À partir du 1er janvier 2018, le seuil d'application du malus est fixé à 120 grammes de CO<sub>2</sub> par kilomètre au lieu de 127 grammes <sup>(2)</sup>. La loi de finances pour 2019 a abaissé le seuil d'application de 120 à 117 grammes de CO<sub>2</sub> par kilomètre et intégré les pick-ups dans l'assiette de cette taxe.

La taxe générale sur les activités polluantes (TGAP) définie aux articles 266 *sexies* à 266 *duodecies* du code des douanes porte sur des catégories d'activités polluantes : stockage et traitement des déchets ; émission de substances polluantes dans l'atmosphère ; livraison ou utilisation de lubrifiants ; livraison ou utilisation de préparations pour lessives ; livraison ou utilisation de matériaux d'extraction. S'agissant de la consommation de carburants, sur laquelle pesait une composante de la TGAP, elle est assujettie, depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2019, à une taxe incitative relative à l'incorporation de biocarburants (article 266 *quindecies* du Code des douanes). Il est prévu l'exclusion par étapes, à compter de 2020, de tous les produits à base d'huile de palme du droit à la minoration de la taxe. Un système de traçabilité des biocarburants produits à partir d'huiles de cuisson usagées est institué <sup>(3)</sup>.

Prévue initialement dans le projet de loi de finances pour 2019, **la suppression du tarif réduit de taxe intérieure de consommation sur le gazole non routier** (18,82 euros par hectolitre contre 59,40 euros par hectolitre pour le gazole routier), qui est un carburant spécifique utilisé notamment par les

---

(1) *Voies et moyens, rapport annexé au PLF 2018.*

(2) *Le barème comporte 67 tranches d'un gramme chacune allant de 50 euros pour les véhicules émettant 120 grammes de CO<sub>2</sub> à 10 500 euros pour les véhicules émettant 185 grammes de CO<sub>2</sub> ou plus.*

(3) *Décret n° 2019-570 du 7 juin 2019 portant sur la taxe incitative relative à l'incorporation des biocarburants.*

entreprises de travaux publics (TP) et du bâtiment et dans le secteur agricole, mais également le transport ferroviaire et le transport fluvial, n'a finalement pas été adoptée en loi de finances pour 2019.

Le taux réduit de taxe intérieure de consommation sur gazole non routier est, en 2018, la neuvième dépense fiscale la plus coûteuse, d'un montant de 1 965 millions d'euros. Ce point a été souligné par le rapporteur général, M. Joël Giraud, dans son rapport sur le projet de loi de finances pour 2019. Il s'agit d'un dispositif fiscal qui s'inscrit clairement à l'encontre des objectifs de la transition énergétique. Le projet de loi de finances prévoyait la mise en place d'un tarif réduit directement applicable à la mise en consommation du produit pour les agriculteurs, car ces-derniers bénéficient du tarif réduit sur le GNR, mais également d'une procédure de remboursement de la différence entre le tarif du GNR et un tarif spécifique fixé à 3,86 euros par hectolitre. Le projet de loi prévoyait un tarif réduit directement applicable, fixé à 3,86 euros, destiné à simplifier les démarches des agriculteurs.

Il était prévu que les entreprises ferroviaires continueraient à bénéficier de l'actuel tarif réduit, mais au moyen d'une nouvelle procédure de remboursement.

Le gain net pour le budget général de la mesure était évalué à un milliard d'euros. Cette mesure devra être revue lors de la prochaine loi de finances.

Des tarifs réduits existent également pour le transport routier professionnel et les taxis.

Une taxe sur les sur les hydrofluorocarbures (HFC) a été instituée dont le tarif passera, entre 2021 et 2025, de 15 euros à 30 euros par tonne équivalent CO<sub>2</sub><sup>(1)</sup>. Cette taxe est en cohérence avec l'accord de Kigali de 2016 conclu dans le cadre du Protocole de Montréal visant à protéger la couche d'ozone.

---

(1) Les gaz HFC ont un pouvoir radiatif très élevé et sont à l'origine d'un peu plus de 5 % des émissions de gaz à effet de serre de la France.

**Proposition : Assurer la lisibilité de la fiscalité applicable en matière de transition énergétique**

- Assurer la stabilité des dispositifs fiscaux ;
- Anticiper la réorientation de notre fiscalité dans le cadre de la décarbonation de nos activités.

**Proposition : Poursuivre le rééquilibrage de la fiscalité des transports**

- Reprendre la trajectoire de la taxe carbone avec des mesures d'accompagnement adaptées ;
- Alourdir parallèlement la fiscalité pesant sur le fioul lourd et le kérosène.

**IV. ORGANISER CETTE TRANSITION : IMPLIQUER ET UNIR TOUS LES ACTEURS, DU PARTICULIER À L'ÉTAT, ET S'APPUYER SUR LES SUCCÈS DES COLLECTIVITÉS TERRITORIALES**

La transition énergétique est trop souvent considérée comme une question de nature technique et une affaire de spécialistes, alors même qu'elle est l'affaire de tous. Les modifications, à la marge, des comportements ne sont pas suffisantes : comme l'ont rappelé la plupart des acteurs auditionnés ou consultés par la mission, la transition énergétique requiert des changements majeurs des pratiques sociales et l'accent doit être mis, en priorité, sur la sobriété énergétique.

*« Le premier frein que j'identifie, pour ma part, tient à l'inertie : d'un point de vue humain, donc à la fois social, économique et politique, il est plus simple de continuer à faire ce qu'on fait déjà, de poursuivre dans une voie ouverte dans le passé – un passé plus ou moins lointain, d'ailleurs. »* soulignait M. François de Rugy, ministre d'État, ministre de la transition écologique et solidaire au cours de son audition.

**A. IMPLIQUER DAVANTAGE LES CITOYENS**

Les principaux leviers pour renforcer l'implication des citoyens dans la transition énergétique semblent être l'accélération de la formation aux enjeux de transition énergétique et climatique ; la mise en cohérence de toutes les politiques nationales et locales avec le discours de sensibilisation à destination des citoyens ; la mise en œuvre de moyens supplémentaires pour accompagner cette transition et construire un monde où chacun pourra, plus facilement, changer ses pratiques.

Votre rapporteur insiste sur le fait qu'**une approche uniquement centrée sur les comportements individuels est à proscrire**. Comme l'a précisé Mme Solange Martin, sociologue à l'Ademe, *« l'ensemble des déterminants de l'agir individuel n'est pas uniquement réduit à l'individu lui-même mais à l'ensemble des individus autour, dont les acteurs économiques qui ont une marge importante sur ce que peut faire un individu »*. **Les politiques visant à inciter les citoyens à changer de comportements seront d'autant plus acceptées qu'elles seront justes, équitables et transparentes.**

## 1. L'information du citoyen

Les citoyens ne sont pas suffisamment informés, à la fois de la politique énergétique menée au niveau national et sur les territoires, des dispositifs d'aide auxquels ils pourraient faire appel, notamment pour la rénovation énergétique de leur logement, et, plus largement des conséquences de leurs actions sur l'environnement.

Les citoyens ne sont pas suffisamment informés de la politique énergétique menée au niveau national et sur les territoires. **Pour votre rapporteur, la valorisation de projets réussis sur l'ensemble du territoire est une manière de faire évoluer les mentalités et de mettre l'accent sur les projets à dynamique et retombées locales positives.** De plus, les politiques nationales et locales doivent être mises en cohérence avec le discours de sensibilisation à destination des citoyens. **Pour beaucoup de personnes consultées par la mission, il est essentiel d'avoir, aujourd'hui, une réflexion exhaustive sur la façon de mieux encadrer la publicité anti-climatique.** Comme l'a rappelé Guillaume Martin, administrateur bénévole de l'association Avenir Climatique, certains discours publicitaires ne sont pas cohérents avec le nécessaire changement de comportements : *« le citoyen veut arrêter de prendre l'avion ? Il trouve des publicités pour des vols Paris-New York à moins de 500 euros. Il désire faire des courses zéro déchet ? La démarche est quelque peu compliquée dans les grandes surfaces par rapport aux produits qui sont proposés ».*

Il est également primordial d'améliorer l'accès aux différentes informations et la lisibilité des aides existantes. De nombreux acteurs se mobilisent déjà sur les territoires. **Votre rapporteur estime que les territoires sont, en effet, les mieux à même de mettre en place ces dispositifs : la proximité, le contact humain, la neutralité, l'indépendance, la gratuité sont indispensables.** Malheureusement, toutes les collectivités n'ont pas forcément les moyens de mettre en place ces dispositifs et gagneraient à être financièrement davantage accompagnées par l'État.

**Enfin, une plus grande prise de conscience des enjeux de la transition énergétique est nécessaire.** Sur la plateforme de consultation en ligne de la mission, plusieurs personnes ont appelé de leurs vœux une plus grande sensibilisation des enfants aux problématiques environnementales dès l'école primaire. Certains ont même évoqué l'idée de refondre les programmes scolaires pour mieux prendre en compte les problématiques d'économie circulaire et de transition énergétique. D'autres ont insisté sur l'importance pour chacun de calculer son propre bilan carbone. Certains outils, comme celui développé par l'Association Avenir Climatique <sup>(1)</sup>, sont, de ce point de vue, particulièrement utiles.

---

(1) <https://avenirclimatique.org/micmac/simulationCarbone.php>

Votre rapporteur se félicite de ce que son amendement prévoyant que la PPE fasse l'objet d'une synthèse courte, simple et accessible au public, ait été adopté en commission des affaires économiques lors des débats sur le projet de loi relatif à l'énergie et au climat. Pour réussir la révolution énergétique, il faut que chacun puisse arriver à concevoir le paysage énergétique de demain et à identifier les chemins qui nous y conduiront.

## 2. La consultation des citoyens

La transition énergétique réussira si elle correspond avant tout aux attentes de la société. **Très souvent, les citoyens ne demandent d'ailleurs qu'à être consultés sur les sujets de transition énergétique.** « *Quand vous discutez sur des solutions concrètes, vous passionnez les gens. Les gens ont des choses à dire et vous pouvez mettre en place des solutions innovantes* » a ainsi indiqué M. Géraud Guibert, président de La Fabrique Écologique lors de son audition.

La consultation citoyenne mise en place par la mission d'information le montre. Ouverte du 6 mars au 17 avril 2019, soit sur une durée totale de six semaines, la consultation a recueilli plus de 5 000 contributions écrites et plus de 20 000 votes. **Cette consultation numérique a permis d'étendre le recueil d'idées, de solutions et de points de vigilance** à l'expertise d'usage des citoyens et des acteurs professionnels.

La synthèse de la consultation citoyenne, qui figure en annexe du présent rapport, fait apparaître que, en matière de transports, la multi modalité est très clairement souhaitée et les contributions les plus soutenues font état de besoins diversifiés, selon les zones (rurales ou urbaines) et les usages (quotidien ou de loisirs). La taxation des véhicules particuliers les plus polluants devrait certes s'alourdir mais ce sont surtout les dispositifs de soutien qui demanderaient à être accrus selon les contributeurs. Le soutien au train, qui doit bénéficier d'une politique d'investissement massive et de tarifs aidés, est vivement souhaité. La modération des usages et les mobilités douces sont largement promues. Les participants estiment qu'il n'y a pas de solution unique et que plusieurs leviers doivent être activés simultanément.

En matière d'économies d'énergie, les différents points faibles sont identifiés. La diffusion des « éco-gestes » et une prise de conscience collective sont parmi les points les plus cités, avec la rénovation des logements qui bénéficie d'aides insuffisantes.

S'agissant des filières énergétiques et industrielles et des freins au développement des EnR, les débats ont notamment porté sur le nucléaire, l'éolien et le photovoltaïque. L'éolien a fait l'objet de controverses. L'hydroélectricité est mentionnée comme un atout important, mais plus marginalement.

En matière de changement des pratiques, l'éducation, l'incitation et le développement du télétravail sont mis en avant. Il apparaît que le besoin d'une vision collective et concertée ressort également des débats.

En termes de fiscalité, le souhait d'une prise en compte des externalités environnementales des produits et des pratiques apparaît clairement.

### 3. La participation des citoyens

**Le succès de la transition passe par l'évolution des comportements.** De nombreuses personnes ayant contribué à la plateforme mise en ligne par la mission d'information ont d'ailleurs insisté sur cet aspect et sur le fait que les économies d'énergies passent par une prise de conscience collective.

Chaque citoyen peut choisir la manière dont il souhaite s'impliquer dans la transition énergétique. Le présent rapport se concentre sur trois actions qui ont beaucoup été abordées lors des auditions et qui permettent aux citoyens de se rendre acteurs de la transition énergétique : le financement participatif, l'autoconsommation et la gestion active de la demande.

L'éducation des enfants revêt également une grande importance car il est plus facile d'éduquer un jeune enfant (qui par ailleurs aura un impact sur les comportements de ses parents et de sa famille) que de corriger une éducation et des habitudes *a posteriori*.

Les travaux réalisés par l'Ademe sur l'évolution des comportements <sup>(1)</sup> sont précieux pour comprendre les changements à l'œuvre. L'ambivalence envers les politiques publiques, tout particulièrement les mesures coûteuses ou contraignantes, ne doit pas être ignorée. Les déterminants des décisions ne sont pas encore prioritairement environnementaux.

Il est intéressant de noter que dans une étude de 2017, il apparaissait que, pour la quasi-totalité des *items* évoquant un mode de consommation plus vertueux, (économies d'énergie etc.) le groupe des « jeunes » (15-30 ans) déclarait moins souvent que les plus âgés avoir adopté le comportement en question. La règle était inverse pour ce qui concerne les enjeux de mobilité (utiliser les transports en commun etc.) <sup>(2)</sup>.

#### *a. Le financement participatif*

**Les citoyens peuvent participer à un projet de deux façons** : ils peuvent investir dans le capital des sociétés portant les projets, ce qui permet une implication dans leur gouvernance : c'est ce qu'on appelle des **projets citoyens** ;

---

(1) Ademe, *la lettre stratégie*, Les français et l'environnement, le risque du désengagement des citoyens : entre inquiétudes et ambivalence envers les politiques publiques, mars 2019.

(2) Ademe, Représentation sociale de l'effet de serre et du réchauffement climatique, focus sur les 15-30 ans, 2017.

ils peuvent également financer les projets sans participer à la gouvernance : c'est ce qu'on appelle des **projets participatifs**.

D'après les auditions menées par la mission, **il y aurait une très forte augmentation de la demande des épargnants d'investir dans ce type de projets**, notamment dans les projets participatifs. Néanmoins, **actuellement, moins d'un Français sur cinq a déjà investi dans les énergies renouvelables** (le livret de développement durable compris).

Depuis 2016, le cahier des charges des appels d'offres de la CRE octroie un bonus au financement participatif, si 40 % des fonds propres et quasi fonds propres sont réunis par au moins vingt citoyens dans le département et les départements limitrophes.

**Le principal frein au financement participatif identifié par votre rapporteur tient au fait que les dispositifs de financement participatif arrivent trop tard** par rapport à l'investissement privé. Il est donc essentiel de privilégier une approche intégrant les collectivités, les développeurs et les citoyens, en amont, dès les premières phases de réflexion.

**Il conviendrait également de mettre en place d'avantage de progressivité dans le bonus participatif.** Comme l'a rappelé Énergie Partagée lors de son audition <sup>(1)</sup>, aujourd'hui, « *c'est tout ou rien* » : si le développeur indique qu'il s'appuiera sur du financement participatif et parvient à mettre en œuvre, il bénéficie d'un bonus de 3 euros par mégawattheure (MWh) ; s'il n'y parvient pas, il supporte un malus de 3 euros par MWh, ce qui ôte toute viabilité économique au projet.

**Proposition : Encourager le financement participatif**

- Introduire davantage de progressivité dans le bonus et le malus participatif des appels d'offres de la CRE ;
- Privilégier une approche intégrant les collectivités, les développeurs et les citoyens, en amont, dès les premières phases de réflexion.

***b. L'autoconsommation***

L'autoconsommation est le fait de consommer sur place tout ou partie de l'énergie produite. Elle peut être appréhendée à différentes échelles : au niveau d'un site unique de production et de consommation (autoconsommation individuelle) ou à un niveau plus étendu tel qu'un bâtiment collectif, un ensemble de bâtiments voire un quartier (autoconsommation collective). **L'autoconsommation n'est que peu développée en France par rapport aux autres pays européens.** En 2017, le parc en autoconsommation totale représenterait 18 MW pour 6 500 installations et en autoconsommation partielle 57 MW pour 13 500 installations environ. Fin 2017, 8 opérations

---

(1) Audition du 9 mai 2019.

d'autoconsommation collective étaient engagées, pour un démarrage d'ici la fin du premier semestre 2018 et une vingtaine d'opérations était en cours de montage, pour un démarrage au cours du deuxième semestre 2018.

Le cadre législatif et réglementaire spécifique à l'autoconsommation (individuelle et collective) est entré en vigueur en 2017. Il met en place un cadre de soutien spécifique pour développer l'autoconsommation. **Un certain nombre de freins réglementaires semblent néanmoins perdurer.** Un travail de simplification important serait en cours, d'après les informations transmises par la CRE. Les opérateurs de réseau mettent en place un contrat unique pour les autoconsommateurs, ainsi qu'une plateforme dématérialisée et simplifiée pour la déclaration des installations, et devraient faire évoluer la réglementation technique de référence. Des discussions sont en cours avec les professionnels afin de faire évoluer le cahier des charges de l'appel d'offres autoconsommation, afin d'améliorer sa souscription.

Pour votre rapporteur, **un frein très important au développement de l'autoconsommation réside dans le fait que l'on ne sait pas encore suffisamment coupler la production d'énergie et son usage.** L'association d'une pompe à chaleur et des panneaux photovoltaïques, les seconds alimentant la première, est à encourager.

**Néanmoins, la mission insiste sur l'importance de préserver la péréquation tarifaire dans un système énergétique davantage décentralisé où se développe l'autoconsommation.** À profil de consommation égal, un utilisateur du réseau doit pouvoir s'acquitter du même tarif d'utilisation où qu'il se trouve sur le territoire français.

**Proposition : Lever les freins au développement de l'autoconsommation**

- Davantage réfléchir à l'optimisation du couplage entre la production d'énergie et son usage ;
- Mener à bien le travail de simplification engagé par les gestionnaires de réseaux ;
- Préserver la péréquation tarifaire.

***c. La gestion active de la demande***

D'après la définition de RTE <sup>(1)</sup>, la gestion active de la demande (ou effacement/modulation de consommation) représente l'aptitude des consommateurs à adapter temporairement et de façon spécifique leur consommation d'électricité aux besoins du système électrique en réponse à un signal externe.

**La gestion active de la demande permet au consommateur de réaliser des économies énergies et facilite l'équilibrage des réseaux.** Elle peut être

---

(1) « Réseaux électriques intelligents. Valeur économique, environnementale et déploiement d'ensemble », RTE, juin 2017.

facilitée par les compteurs communicants en cours de déploiement. Ces compteurs permettent, d'une part, aux consommateurs de mieux connaître leur consommation d'énergie et ainsi de mieux la maîtriser. D'autre part, ces compteurs offrent de nouvelles potentialités et peuvent permettre aux fournisseurs de proposer des dispositifs de pointe mobile et d'effacement pour réduire la demande lorsque cela est nécessaire, en commandant à distance l'arrêt de certains appareils.

**Proposition : Promouvoir une gestion active de la demande**

- Encourager les fournisseurs à mettre en place des offres incitant à la flexibilité, en s'appuyant sur les potentialités nouvelles offertes par les compteurs communicants.

#### **4. L'accompagnement des citoyens**

**Certaines personnes, que la Fabrique écologique appelle des « captifs énergétiques » sont aujourd'hui trop peu souvent accompagnées dans la transition énergétique** alors même qu'elles n'ont pas les moyens financiers d'y faire face. Il s'agit notamment des locataires en situation de précarité énergétique, catégorie qui est trop peu couverte aujourd'hui par les dispositifs d'aide. Les propositions du présent rapport en matière de rénovation énergétique des bâtiments visent à contribuer à un meilleur accompagnement de ces personnes dans la transition énergétique.

**L'accompagnement doit également être dirigé vers les territoires, les entreprises et les salariés directement ou indirectement touchés par les fermetures de moyens de production,** qu'il s'agisse de centrales thermiques ou de centrales nucléaires. L'accompagnement prévu par le projet de loi relatif à l'énergie et au climat, actuellement en discussion à l'Assemblée nationale, vise à accompagner les salariés des quatre centrales à charbon qui devraient fermer d'ici 2022 : ce dispositif est essentiel. Les contrats de transition écologique sont une démarche innovante pour accompagner et soutenir la transformation écologique des territoires. Il sera nécessaire d'évaluer précisément la mise en œuvre de ces premiers contrats, afin d'en tirer un retour d'expérience profitable pour les contrats à venir.

**Plus généralement, la transition énergétique engendre un bouleversement important des emplois et des compétences.** Une étude de l'Ademe<sup>(1)</sup> montre que les politiques publiques engagées depuis dix ans en faveur de la transition énergétique dans le transport, le bâtiment et les énergies renouvelables ont conduit au doublement des marchés liés à ces secteurs et à une progression de 69 % des emplois. La quasi-totalité des modèles concluent à un effet positif des politiques de transition énergétique sur la croissance économique

---

(1) « *Rapports et Synthèse de l'étude Marchés et emploi des filières transports, bâtiment, efficacité énergétique et des EnR* », Ademe, juillet 2017.

et sur l'emploi à moyen et long terme. Le rapport<sup>(1)</sup> tant attendu sur la programmation des emplois et des compétences a été publié relativement tard. Il vise à mettre en cohérence les politiques d'emploi, de formation et d'évolution professionnelle avec les objectifs fixés par la transition énergétique et écologique. Le rapport estime que les formations existantes sont bien orientées, mais qu'il n'est pas certain qu'au terme de la prochaine PPE l'offre soit suffisante pour être à la hauteur des enjeux. Le plan de programmation des emplois et des compétences qui sera élaboré par le Gouvernement devra donc être suffisamment ambitieux. Le rapporteur reprend à son compte une préconisation de ce rapport : réfléchir, à la prochaine grande agence France Compétence, à un critère distinctif et lisible qui serait apposé à toute formation utile à la transition énergétique.

**Proposition : Accompagner davantage les citoyens dans la transition énergétique**

- Diffuser les scénarios d'avenir ainsi que les connaissances relatives à l'énergie et rendre accessible une vision du futur dans laquelle les citoyens peuvent se projeter ;
- Éduquer les enfants au développement durable et à la transition énergétique ;
- Élaborer un plan de programmation des emplois et des compétences qui soit suffisamment ambitieux ; réfléchir, à la prochaine grande agence France Compétence, à un critère distinctif et lisible qui serait apposé à toute formation utile à la transition énergétique ;
- Mieux prendre en compte la situation des locataires en situation de précarité énergétique dans les plans de rénovation des bâtiments.

## **B. S'APPUYER SUR LES SUCCÈS DES COLLECTIVITÉS TERRITORIALES**

Votre rapporteur souligne que les collectivités territoriales sont appelées à jouer un rôle de tout premier plan dans la transition énergétique, l'énergie ayant vocation à être de plus en plus produite et consommée localement.

Au-delà du rôle de planification qui leur incombe, en particulier s'agissant des régions, les collectivités territoriales font la démonstration de la possibilité de la transition à leur échelle et de la nécessité d'impliquer tous les acteurs sur le long terme. Les travaux de l'Ademe, aux côtés des collectivités locales doivent être rappelés<sup>(2)</sup>. Ils sont indispensables face à la technicité des matières traitées et à la demande très forte de démocratie participative. Pour les territoires, l'enjeu recouvre à la fois celui de la transition énergétique en tant que tel, mais également l'attractivité et le dynamisme économique. La place de la Banque des territoires, auprès des collectivités, a été rappelée devant la mission<sup>(3)</sup>.

---

(1) « Plan de programmation des emplois et des compétences », rapport de la mission confiée à Mme Laurence Parisot, remis aux ministres le 19 février 2019.

(2) Voir notamment L'ADEME et les collectivités, agir ensemble pour la transition énergétique et écologique, octobre 2018.

(3) Audition du 9 mai 2019.

De très nombreux exemples pourraient être cités, à tous niveaux de collectivités. Devant l'ampleur de la tâche à accomplir, nombre d'entre eux sont très inspirants. Votre rapporteur souhaite en présenter quelques-uns, mais ils n'épuisent bien entendu pas les actions menées qui mériteraient d'être mises en avant.

Ces exemples ont un rôle d'aiguillon, ils permettent de présenter concrètement les alternatives possibles au monde d'aujourd'hui.

**Les territoires à énergie positive pour la croissance verte (TEPCV)**, lancés en 2014, sont des territoires considérés comme territoires d'excellence de la transition énergétique et écologique. Six domaines d'action sont identifiés, ne relevant pas exclusivement du domaine de l'énergie : réduction de la consommation d'énergie, diminution des pollutions et le développement des transports, développement des énergies renouvelables, préservation de la biodiversité, lutte contre le gaspillage et pour la réduction des déchets, éducation à l'environnement. 563 TEPCV ont été désignés (avril 2017). Les territoires bénéficient d'une aide financière de 500 000 euros sous forme de subventions pour soutenir leurs actions en faveur de la transition énergétique. De plus, ces territoires pionniers ont l'opportunité de voir leur aide TEPCV renforcée jusqu'à 2 millions d'euros en fonction de la qualité des projets. Au cours de son audition, M. François de Rugy, ministre d'État, ministre de la transition écologique et solidaire, a souligné que les financements continuaient à être pourvus comme prévu.

Le programme des CEE dédié, « Économies d'énergie dans les TEPCV », lancé en février 2017 dans le cadre de la troisième période des certificats d'économies d'énergie (CEE), a eu des résultats bien plus modestes qu'escompté. Ainsi, 50 terawattheures cumac (TWhc) étaient attendus pour 1,5 TWhc de projets d'économies déposés fin 2018.

Toutefois, c'est bien la dynamique lancée qui doit être retenue. La mobilisation de tous à l'échelle d'un territoire a un impact bien plus large.

**Les contrats de transition écologique**, lancés en 2018, visent à initier une démarche de co-construction avec les territoires d'une transition écologique qui soit génératrice d'activités économiques et d'opportunités sociales. L'accent est en particulier mis sur les opportunités économiques de la transition. Comme le soulignait Mme Emmanuelle Wargon, secrétaire d'État auprès du ministre d'État, ministre de la transition écologique et solidaire, les contrats de transition écologique se développent : *« nous avons pour le moment dix-neuf territoires en cours d'expérimentation. Une petite dizaine de contrats a été signée ou est en cours de signature, mais nous avons surtout lancé un nouvel appel à manifestation d'intérêt, avec plus de 120 territoires qui se sont déclarés candidats, et nous espérons en retenir 40, voire davantage si les dossiers le permettent. Dans tous les cas, ces contrats de transition écologique sont une démarche de co-construction à partir d'un projet de territoire. »*

Votre commission a pu auditionner des élus ayant contractualisé dans le cadre du CTE « Aramon-Gard rhodanien »<sup>(1)</sup>. Ce CTE présente la particularité de viser à faire face à l'arrêt d'une centrale thermique EDF au fioul, avec un impact social et fiscal considérable pour le territoire. Le développement d'une *Cleantech Valley* s'inscrit au cœur d'un projet qui vise à faire émerger des start-up spécialisées dans l'écologie industrielle, l'économie circulaire et la valorisation des ressources. Ainsi, les projets de reconversion industrielle de cette nature font sens en matière de transition énergétique.

Votre rapporteur a pu constater que des territoires ayant subi de plein fouet les évolutions énergétiques et la crise industrielle, tels que dans le nord ou dans l'est de la France, trouvent aujourd'hui matière à réexploiter leur savoir-faire énergétique dans le cadre de la transition.

Au cours de son déplacement à Dunkerque, la mission a pu constater toute l'énergie déployée à construire un projet d'ensemble qui recouvre à la fois des mesures très concrètes pour les citoyens et des sujets plus techniques. Ainsi, la Communauté urbaine de Dunkerque a-t-elle su embarquer ses citoyens. La première mesure d'ampleur est le bus gratuit pour tous, avec des résultats très intéressants en termes de fréquentation très nettement accrue, de désengorgement du centre-ville et, au-delà, de changement des comportements sociaux en ville et une prise de conscience des enjeux de la transition par la population. Une telle approche permet, pour reprendre les mots de M. Patrice Vergriete, président de la Communauté urbaine de Dunkerque, de « *réenchanter le monde de demain* ». Mobilités durables et économies d'énergie dans le logement sont deux axes majeurs, pour lesquels la place des collectivités territoriales est essentielle, car il faut nécessairement entrer dans les contingences locales. La ville verra également la réalisation d'un champ éolien en mer d'une puissance de près de 600 MW, à plus de 10 kilomètres de côtes, prévu pour 2026<sup>(2)</sup>.

Les choix stratégiques faits dans le cadre de telles politiques en excluent nécessairement d'autres, et doivent donc être expliqués aux populations. Les industries ainsi que la communauté scientifique et académique sont également parties prenantes, afin d'assurer un pont avec les politiques de formation et de l'emploi.

Le projet démonstrateur GRHYD<sup>(3)</sup> matérialise le *power-to-gas* et teste l'injection d'hydrogène produit à partir d'électricité renouvelable dans le réseau de distribution de gaz naturel (200 logements neufs raccordés au réseau) et la production d'hythane (mélange d'hydrogène et de gaz naturel) pour les bus GNV de la Communauté Urbaine de Dunkerque. Ainsi, jusqu'à 20 % d'hydrogène (été 2019) pourra être injecté à terme dans les réseaux de gaz.

---

(1) *Communauté de communes du Pont du Gard et commune d'Aramon (Gard), audition du 9 mai 2019.*

(2) *Le consortium conduit par le Groupe EDF, à travers sa filiale EDF Renouvelables, en partenariat avec les sociétés Innogy et Enbridge, assurera la conception, la construction et l'exploitation-maintenance du parc éolien.*

(3) *Sur la commune de Capelle-la-grande.*

Le PCAET de Dunkerque vise une réduction de la consommation énergétique de 60 % en 2050, l'industrie représentant 75 % des émissions de GES du territoire. La ville de Dunkerque a développé une grande expérience dans le domaine de la récupération de chaleur fatale, car le site d'ArcelorMittal alimente, depuis 1982, un réseau de chaleur (fournissant aujourd'hui l'équivalent de 16 000 logements chauffés, avec, en projet, un quasi-doublement). Comme votre rapporteur l'a souligné dans la première partie du rapport, la ville a développé une approche d'ensemble d'« énergie créative », fondée sur la valorisation des co-produits industriels et des déchets, dessinant, en quelque sorte, le cadre d'une industrie circulaire : la « toile industrielle », réalisée par l'agence d'urbanisme et de développement de la région Flandres-Dunkerque au bénéfice des acteurs.

M. Jacky Aignel, maire du Mené, dans les Côtes d'Armor, a également présenté la transition menée sur sa commune de 6 500 habitants<sup>(1)</sup>. Le territoire est résolument engagé dans la transition, cela depuis 1995. Le premier projet réalisé a été l'installation d'une usine de méthanisation, les agriculteurs s'étant fortement mobilisés avec des associations. Ce projet a constitué le premier outil de méthanisation de France (il a toutefois mis dix ans pour aboutir). Un parc éolien participatif, dans lequel 147 familles ont investi, a été créé dès 2011. Un second parc est en cours de réalisation. Cinq chaufferies desservent les bâtiments publics mais aussi des bâtiments privés. Des maisons solaires ont été construites par la collectivité. Tous les leviers ont été activés sans discontinuité depuis des années, depuis de nombreuses années. Le message ainsi transmis à la mission a été de laisser toute leur place aux territoires qui sont, à l'évidence, les mieux placés pour concevoir puis agir.

Si les régions et les intercommunalités, en particulier les établissements publics de coopération intercommunale (EPCI) à fiscalité propre, sont en principe les premiers acteurs territoriaux de la transition, **la place des départements** ne doit pas être négligée. M. Damien Pichery, président du conseil départemental de l'Aube, soulignait qu'il faut relâcher la spécialisation opérée par la loi NOTRe, et permettre de rétablir une clause de compétence générale pour toutes les collectivités. Les EPCI ont des compétences qu'ils n'ont, a-t-il souligné devant la mission, pas les moyens d'exercer, ce qui aboutit souvent à « tordre » les dispositifs par des montages financiers complexes ayant pour principal objectif de contourner la rigidité des textes.

Comme votre rapporteur l'a souligné au cours des auditions, le département du Maine-et-Loire, par exemple, a établi qu'en fonction des quantités de biomasse disponibles, il est possible d'installer 49 méthaniseurs, soit un tous les 10 ou 12 kilomètres, sans courir le risque d'aller trop loin. En procédant ainsi, la démarche est acceptable pour la population.

Il convient enfin de rappeler qu'outre-mer, les territoires ont un rôle de premier plan à jouer. Le caractère insulaire emporte des contraintes propres (en

---

(1) Audition du 9 mai 2019.

matière de réseau électrique, d'autonomie énergétique et de gestion des déchets), qui se combinent avec les questions climatiques spécifiques et les défis environnementaux de premier plan, tels que la préservation de la biodiversité. Les outre-mer disposent en toute logique de PPE spécifiques. Leurs objectifs de 50 % d'EnR en 2020 et de 100 % d'autonomie énergétique en 2030, fixés par la loi pour la transition énergétique et la croissance verte, sont ambitieux (ainsi, en 2015, les énergies fossiles représentaient 85 à 100 % de la consommation finale d'énergie, la CSPE prenant en charge le différentiel entre le coût de production et les coûts de production métropolitains).

**Proposition : Poursuivre la dynamique des contrats de transition écologique**

- Évaluer la mise en œuvre des premiers contrats de transition écologique, afin d'en tirer un retour d'expérience profitable pour les contrats à venir ;
- Valoriser la transition énergétique auprès des territoires comme un levier d'attractivité et de développement économique.

**Proposition : Promouvoir les projets territoriaux au-delà des seuls projets labellisés**

- Accroître la communication autour des succès des collectivités précurseurs d'un futur dans lequel se projeter.

**Proposition : Assurer la prise en compte des retours d'expérience des collectivités territoriales qui ont mis en œuvre leur transition**

## A. RENFORCER LE RÔLE DU PARLEMENT

La représentation nationale doit pouvoir se prononcer davantage sur les choix fondamentaux de la politique énergétique et mieux les évaluer.

### *a. Lui permettre de fixer les grandes orientations*

Le souhait de voir le Parlement jouer un rôle majeur d'orientation de la politique énergétique nationale n'est pas nouveau. De nombreux travaux parlementaires ont ainsi préconisé l'élaboration d'une loi d'orientation quinquennale<sup>(1)</sup>, destinée à fixer le cadre de la politique à mener, ou, plus récemment, la transformation de la PPE – qui est actuellement un décret – en loi.

Rares sont les sujets qui ont une incidence aussi déterminante sur le mode et le niveau de vie des citoyens ou la préservation de l'environnement. **Il est donc légitime que le Parlement puisse décider des grandes orientations et des grands objectifs de la politique énergétique nationale.**

Il ressort clairement du rapport de la Cour des comptes que le Parlement gagnerait à se prononcer sur certains éléments de programmation contenus dans la PPE.

---

(1) « - La politique énergétique de la France : passion ou raison ? », commission d'enquête sénatoriale, rapport du 20 mai 1998.

Le Parlement est appelé, chaque année, au moment du vote de la loi de finances, à se prononcer sur les moyens alloués à la politique énergétique. **Bien que la création du compte d'affectation spéciale (CAS) « Transition énergétique » ait constitué un progrès, il se limite à donner une vision annuelle**, si bien que le Parlement n'est pas en situation de connaître l'ensemble des coûts de long terme et d'apprécier pleinement la dynamique d'évolution des charges du fait des engagements passés ou nouveaux. De plus, la lisibilité des documents budgétaires n'est pas suffisante. Par exemple, une partie de cette charge relève du programme 345 et l'autre du CAS « Transition énergétique ».

***b. Lui permettre d'être en mesure de mieux évaluer la politique énergétique nationale***

Le Parlement devrait également être davantage en mesure d'évaluer la politique énergétique nationale. Certains travaux sont d'ores et déjà conduits. À titre d'exemple, le comité d'évaluation et de contrôle des politiques publiques a remis récemment un rapport <sup>(1)</sup> sur la mise en œuvre du paquet « Énergie-climat ».

Néanmoins, le Parlement ne dispose pas toujours de données suffisantes en matière de transition énergétique, notamment en matière de compétitivité des différentes énergies ou d'empreinte carbone. Le projet de loi relatif à l'énergie et au climat, actuellement en discussion à l'Assemblée nationale, précise les missions du Haut Conseil pour le climat qui a récemment été créé. **Ce Haut Conseil devrait rendre compte directement de ses travaux au Parlement, lesquels pourraient être utilisés pour le suivi et l'évaluation de la transition énergétique.** Comme l'a suggéré l'Institut du développement durable et des relations internationales lors de son audition, le Gouvernement devrait, à l'instar de ce qui se passe en Grande-Bretagne, rendre compte devant le Parlement de l'évaluation réalisée par ce Haut Conseil.

**Proposition : Renforcer le rôle du Parlement**

- Permettre au Parlement de voter sur les principaux éléments de programmation contenus dans la PPE ;
- Permettre au Parlement d'être en mesure de disposer, au moment du vote de la loi de finances, d'un document budgétaire retraçant précisément la dynamique d'évolution des charges du fait des engagements passés ou nouveaux en matière d'EnR ;
- Inscrire dans les missions du Haut Conseil pour le climat la remise d'un rapport au Parlement ; le Gouvernement devrait, à l'instar de ce qui se passe en Grande-Bretagne, rendre compte devant le Parlement du suivi des recommandations et de l'évaluation réalisée par ce Haut Conseil.

---

(1) « Rapport d'information par le comité d'évaluation et de contrôle des politiques publiques sur la mise en œuvre des conclusions du rapport d'information (n°1951) du 15 mai 2014 sur le paquet "énergie-climat" », 19 octobre 2016, MM. Jean-Jacques Guillet et François de Rugy.

## CONCLUSION

En conclusion, votre rapporteur a souhaité mettre en lumière tout le potentiel que recouvre la transition énergétique, qui constitue le défi majeur de ce siècle.

Tous les leviers doivent être actionnés pour actualiser le potentiel d'économies d'énergie, de développement des énergies renouvelables et de développement économique.

La route à parcourir est encore très longue mais le nombre des acteurs très impliqués rencontrés par la mission témoigne de ce qu'il est possible de faire. Certaines collectivités ont accompli des avancées de fondamentales en une dizaine d'années.

Les freins identifiés restent néanmoins nombreux. Ils relèvent tant des aspects réglementaires, légaux, fiscaux, financiers, aux niveaux européen comme international, que des contextes sociaux et socio-culturels, qu'il convient de ne jamais perdre de vue. Des leviers puissants existent (le rééquilibrage de la fiscalité carbone, y compris la taxation du kérosène et du fioul lourd, les économies d'énergie dans les bâtiments ou encore la régulation et la réorientation des déplacements). Ils doivent être activés sans attendre.

Quantité d'autres évolutions doivent impérativement être soutenues concomitamment, dans les usages de l'énergie, le financement participatif, l'orientation des choix de déplacements. Votre rapporteur appelle en particulier à un effort accru de quantification de la biomasse, d'orientation des usages des différentes sources d'énergie, et de soutien à l'hydrogène vert.

L'acceptation des changements passe par la construction d'une vision structurée qui manque encore aujourd'hui, par la présentation concrète des alternatives possibles et par la compensation des difficultés, prioritairement du point de vue social, liées à la transition.

Rarement une politique, à l'image peut-être des politiques de reconstruction après-guerre, aura eu à « embarquer » autant de secteurs d'activité et autant d'acteurs en si peu de temps.

Afin de mobiliser davantage l'ensemble des acteurs, il est essentiel de disposer d'une vision partagée du monde énergétique de demain et des chemins pour y parvenir. La vision que l'on doit avoir de notre *mix* énergétique doit reposer sur la complémentarité entre les différentes énergies, la hiérarchisation de leurs usages et une meilleure articulation entre la planification nationale et la planification territoriale.

Le politique prend ici tout son sens car lui seul est en capacité de définir des choix d'avenir et d'organiser une planification ambitieuse, à la condition d'écouter la société civile et les acteurs de terrain.

PROJET

**ANNEXE N° 1 :  
LISTE DES PERSONNES AUDITIONNÉES**

(par ordre chronologique)

*(Les comptes rendus des auditions figurent au tome II du rapport)*

**Jeudi 27 septembre 2018**

**Union française de l'électricité (UFE)**

M. Damien Siess, directeur stratégie et prospectives

Mme Charlotte Henkes, responsable des relations institutionnelles

**Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (Ademe)**

M. Fabrice Boissier, directeur général délégué

M. Rémi Chabrilat, directeur production et énergie durables

Mme Solange Martin, sociologue

**Jeudi 11 octobre 2018**

**Cryo Pur**

M. Simon Clodic, directeur commercial

**Syndicat national des producteurs d'alcool agricole (SNPAA) \***

M. Sylvain Demoures, secrétaire général

M. Jérôme Bignon, vice-président

Mme Valérie Corre, vice-présidente

M. Nicolas Kurtsoğlu, responsable carburants

M. Aymeric Audenis, consultant

**Confédération générale des planteurs de betteraves \***

M. Nicolas Riolland, directeur affaires publiques

**AGPM/AGPB \***

M. Arnaud Rondeau, président de la commission bioressources  
bioéconomie

M. Gildas Cotten, responsable nouveaux débouchés

Mme Alix D'Armaillé, responsable des actions institutionnelles et  
régionales

**Direction générale des douanes et droits indirects (DGDDI)**

Mme Laure Courselaud, adjointe au chef du bureau FID1 de la DGDDI

**France Gaz Renouvelables**

M. Jean Lemaistre, secrétaire général

M. Olivier Dauger, co-président

M. Jean-Pierre Quaak, co-président

**Équilibre des Energies (EdEn) \***

M. Jean-Pierre Hauet, président du Comité scientifique, économique, environnemental et sociétal

M. Sébastien Jolie, chargé de mission

M. Olivier Lagrange, chargé de mission

**Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC)**

M. Laurent Michel, directeur général

**Mercredi 24 octobre 2018**

**Syndicat des énergies renouvelables \***

M. Jean-Louis Bal, président

M. Alexandre Roesch, délégué général

Mme Delphine Lequatre, responsable du service juridique

M. Alexandre de Montesquiou, consultant

Mme Marion Lettry, déléguée générale adjointe

**Comité français du butane et du propane (CFBP) \***

M. Joël Pédessac, directeur général

Mme Émilie Coquin, directrice des affaires publiques

M. Simon Lalanne, consultant Boury Tallon & Associés

**Direct énergie \***

M. Fabien Choné, directeur général délégué stratégie et énergie

Mme Frédérique Barthélémy, directrice de la communication et des relations institutionnelles

**SEM Énergies Hauts-de-France**

M. Sébastien Chapelet, directeur général

Mme Stéphanie Scarna, chargée de communication

**Jeudi 8 novembre 2018**

**FNE \***

M. Fabien Veyret, responsable transition énergétique

**Réseau Action Climat \***

Mme Anne Bringault, coordinatrice des ONG sur la transition énergétique pour le Cler et le Réseau action climat.

**CLER**

M. Jean-Baptiste Lebrun, directeur

**UFC Que choisir \***

M. Nicolas Mouchnino, chargé de mission énergie

M. Guilhem Fenieys, chargé de mission relations institutionnelles

**La fabrique écologique**

M. Géraud Guibert, président

M. Lucas Globensky, chargé de mission

**Jeudi 15 novembre 2018**

**Schneider Electric \***

M. Gilles Vermot Desroches, directeur du développement durable

Mme Aurélie Jardin, directrice des affaires institutionnelles, directeur des relations institutionnelles et partenariats

M. Victor Chartier, consultant, Boury, Tallon & Associés

**GEO PLC**

M. Hugues Sartre, responsable des affaires publiques

Mme Marina Offel de Villaucourt, chargée des affaires publiques

**TEKSIAL \***

M. Matthieu Paillot, directeur général

Mme Marie Meyruey, consultante affaires publiques, Rumeur publique

**Coenove \***

Mme Florence Lievyn, déléguée générale

M. Bernard Aulagne, président

M. Simon Lalanne, consultant, Boury Tallon & Associés

### **Luciole**

Mme Audrey Zermati, directrice Stratégie (Effy)

M. Romain Ryon, chargé des affaires publiques (Effy)

Mme Natacha Hakwik, directrice générale (Eqinov)

### **Promotoit Interel \***

M. Francis Lagier, président

M. Sylvain Ponchon, secrétaire général

M. Fred Guillo, consultant Interel

### **Jeudi 29 novembre 2018**

#### **Fédération française du bâtiment \***

M. Stéphane Sajoux, direction des affaires techniques, président du groupe performance énergétique, service Énergie & environnement

M. Thibault Gimond, direction des affaires techniques, ingénieur énergie, service Énergie & Environnement

Mme Klervi Le Lez, chargée d'études à la direction des relations institutionnelles

#### **Union sociale pour l'habitat (USH) \***

M. Christophe Boucaux, directeur de la Maîtrise d'ouvrage et des politiques patrimoniales

M. Nicolas Cailleau, responsable du département Énergie et environnement, direction de la Maîtrise d'ouvrage et des politiques patrimoniales

Mme Francine Albert, conseillère pour les relations avec le Parlement

#### **Agence nationale de l'habitat (ANAH)**

M. Christian Mourougane, directeur général adjoint

#### **Plan bâtiment durable**

Anne-Lise Deloron, directrice adjointe

#### **Fédération des Services Énergie Environnement (FEDENE) \***

M. Pascal Roger, président

M. Frédéric Gharbi-Mazieux, responsable des affaires institutionnelles et territoriales

M. Alain Pommier, représentant du Syndicat national de la maintenance et des services en efficacité énergétique (Synasav)

**M. Benoît Robyns**, vice-président transition énergétique et sociétale de l'Université catholique de Lille

**M. Bertrand Derquenne**, proviseur du lycée Jacques Le Caron

**Mardi 11 décembre 2018**

**Commission de régulation de l'énergie**

M. Dominique Jamme, directeur général adjoint

Mme Domitille Bonnefoi, directrice des réseaux.

Mme Olivia Fritzinger (*non intervenante*)

**Énerplan \***

M. Daniel Bour, président

M. David Gréau, responsable des relations institutionnelles

**UFC-Que Choisir \***

M. Guilhem Fenieys, chargé de mission relations institutionnelles

M. Matthieu Robin, chargé de mission secteur financier

**M. Daniel Lincot**, directeur scientifique de l'IPVF

M. Drozdowski Roch, chargé de mission EDF (*non intervenant*)

**Ministère de la transition écologique et solidaire, direction générale de l'énergie et du climat (DGEC)**

M. Stanislas Reizine, sous-directeur du système électrique et des énergies renouvelables

**Jeudi 17 janvier 2019**

**Table ronde sur l'énergie éolienne terrestre :**

**Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (Ademe)**

M. David Marchal, directeur adjoint « direction productions et énergies durables »

**France Énergie Éolienne (FEE) \***

M. Olivier Perot, président

M. Frédéric Petit, président de la Commission Offshore

Mme Pauline Le Bertre, déléguée générale

**Fédération pour l'environnement durable (FED)**

M. Jean-Louis Butré, président

Mme Bernadette Kaars, administrateur

**Ministère de la Transition écologique et solidaire**

M. Stanislas Reizine, sous-directeur du système électrique et des énergies renouvelables, direction générale de l'Énergie et du climat

Table ronde sur l'énergie éolienne marine :

**Commission de régulation de l'énergie (CRE)**

M. Nicolas Deloge, directeur adjoint à la Direction des réseaux

M. Adrien Thirion, chef du département dispositifs de soutien aux énergies renouvelables et aux consommateurs à la Direction des marchés et de la transition énergétique

Mme Olivia Fritzinger

**France Énergie Éolienne (FEE) \***

M. Olivier Perot, président

M. Frédéric Petit, président de la Commission Offshore

Mme Pauline Le Bertre, déléguée générale

**Agence française pour la biodiversité**

M. François Gauthiez, directeur de l'appui aux politiques publiques

**Ministère de la Transition écologique et solidaire**

M. Stanislas Reizine, sous-directeur du système électrique et des énergies renouvelables, direction générale de l'Énergie et du climat

**Conseil régional des Pays de la Loire**

M. Sébastien Pilard, conseiller régional en charge de la croissance bleue et du développement international

**France Nature Environnement (FNE) \***

M. François Piccione, coordinateur du réseau Océans, Mers et Littoraux

Jeudi 24 janvier 2019

Table ronde sur la filière hydrogène :

**Ministère de la transition écologique et solidaire**

Mme Alice Vieillefosse, directrice de cabinet du directeur général de l'Énergie et du climat

**Association française pour l'hydrogène et les piles à combustible (AFHYPAC) \***

Mme Christelle Werquin, déléguée générale

M. Philippe Boucly, président

**ENGIE \***

Mme Valérie Alain, chargée des relations institutionnelles

M. François-Xavier Olivieri, secrétaire général de la *Business Unit Hydrogène*

Mme Mercédès Fauvel Bantos, déléguée aux relations avec le Parlement

M. Étienne Giron, délégué aux affaires réglementaires

**Négawatt \***

M. Marc Jedliczka, porte-parole

**M. Daniel Hissel**, Professeur à l'université de Franche-Comté, Professeur des Universités - Université de Franche-Comté, directeur Fédération de Recherche FCLAB - Fuel Cell Lab au CNRS, responsable équipe SHARPAC (Systèmes hybrides électriques, actionneurs électriques, systèmes pile à combustible), Institut FEMTO-ST (CNRS)

Table ronde sur la méthanisation :

**Ministère de la transition écologique et solidaire**

Mme Anne-Florie Coron, sous-directrice de la sécurité d'approvisionnement et des nouveaux produits énergétiques, en charge du développement du biométhane, à la Direction générale de l'énergie et du climat

**Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (Ademe)**

M. Marc Cheverry, directeur économie circulaire et déchets

**GRDF \***

M. Bertrand de Singly, délégué stratégie

Mme Magalie Seron, directrice territoriale du Maine-et-Loire.

Mme Sarah Dalisson, chargée d'études Affaires publiques.

**Association des agriculteurs méthaniseurs de France**

M. Francis Claudepierre, agriculteur-méthaniseur et Président

**Laboratoire de biotechnologies de l'environnement**

Monsieur Nicolas Bernet, directeur de recherche, directeur du Laboratoire de biotechnologie de l'environnement de l'INRA

M. Marc Gauchée, Conseiller du président-directeur général pour les relations parlementaires et institutionnelles (*non intervenant*)

**Négawatt \***

Marc Jedliczka, porte-parole

**Direction de l'environnement et du cadre de vie, département de Maine-et-Loire**

Mme Marie-Jo Hamard vice-présidente du Conseil départemental en charge de l'environnement et du développement durable

M. Hervé Martin, conseiller départemental, membre de la Commission environnement et cadre de vie

**Jeudi 31 janvier 2019**

**Table ronde sur la voiture propre :**

**IFP Énergies nouvelles (IFPEN) \***

M. Gaëtan Monnier, directeur du centre de résultat transports

Mme Armelle Sanière, responsable des relations institutionnelles

**Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (Ademe)**

M. Yann Tréméac, chef adjoint du service transports et mobilité

**Association nationale pour le développement de la mobilité électrique (Avere)**

M. Joseph Beretta, président

Mme Cécile Goubet, secrétaire générale

**Comité des constructeurs français de l'automobile (CCFA) \***

M. Nicolas Le Bigot, directeur des affaires environnementales et techniques

Mme Louise d'Harcourt, chargée des affaires parlementaires

**Fondation pour la Nature et l'Homme**

Mme Marie Chéron, responsable « Mobilité »

**Table ronde sur la voiture propre (prospective et recherche) :**

**Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives (CEA) \***

M. Laurent Antoni, responsable du programme « hydrogène & piles à combustible » et président de l'association européenne de recherche *Hydrogen europe research*

M. Jean-Pierre Vigouroux, directeur affaires publiques

**Communauté d'agglomération Sarreguemines Confluences**

M. Christian Hector, directeur général des services techniques

M. Jean-Bernard Barthel, vice-président en charge de la transition énergétique

**Plateforme automobile (PFA) \***

M. Marc Mortureux, directeur général

Mme Louise d'Harcourt, chargée des affaires parlementaires

**M. Jacques Lévy**, géographe.

**Jeudi 7 février 2019**

**Table ronde sur la transition énergétique dans le transport maritime :**

**Ministère de la Transition écologique et solidaire**

M. Hervé Brulé, adjoint au directeur des affaires maritimes de la direction générale des Infrastructures, des transports et de la mer

**Réseau santé-environnement à France nature environnement (FNE) \***

Mme Charlotte Lepitre, coordinatrice

**Organisation maritime internationale (OMI)**

M. Camille Bourgeon, fonctionnaire technique, division de l'Environnement marin

**Armateurs de France, organisation professionnelle des entreprises françaises de transport et de services maritimes \***

M. Hervé Thomas, délégué général

**Energy Observer**

M. Victorien Erussard, fondateur et capitaine

**Table ronde sur la transition énergétique dans le transport aérien :**

**Air France et Air France KLM \***

Mme Nathalie Simmenauer, directrice du développement durable

M. Laurent Timsit, directeur des affaires internationales et institutionnelles

**Réseau action climat (RAC) \***

Mme Lorelei Limousin, responsable des politiques climat-transport

**Conseil pour la recherche aéronautique civile (CORAC)**

M. Stéphane Cueille, président du Comité de pilotage

**Groupement des industries françaises aéronautiques et spatiales (GIFAS) \***

Mme Anne Bondiou-Clergerie, directrice « recherche et développement, Espace et environnement »

**Ministère de la transition écologique et solidaire**

M. Patrick Gandil, directeur général de l'aviation civile

Mme Anne-Laure Gaumerais, conseillère au cabinet du directeur général

M. Louis Teodoro, chef du bureau environnement à la direction du transport aérien.

**Jeudi 7 mars 2019**

**Table ronde sur les grands groupes du monde de l'énergie et la transition énergétique :**

**EDF \***

M. Bruno Bensasson, directeur exécutif groupe en charge du pôle « énergies renouvelables »

M. Bertrand Le Thiec, directeur des affaires publiques

**Engie \***

M. Jean-Baptiste Séjourné, directeur de la régulation

Mme Mercedes Fauvel Bantos, déléguée aux relations avec le Parlement

**PSA \***

M. Laurent Fabre, délégué aux institutions publiques-France

**Renault \***

Mme Catherine Girard, experte énergie de la direction du « Plan environnement »

M. Nicolas Tcheng, chargé des relations avec le Parlement à la direction des affaires publiques

**Total \***

M. Bertrand Deroubaix, conseiller auprès du président directeur général, directeur des affaires publiques

M. Damien Steffan, directeur délégué aux relations institutionnelles France

**Orano \***

M. Armand Laferrère, directeur des affaires publiques

**Table ronde sur les visions d'avenir pour la transition énergétique :**

**Négawatt \***

M. Yves Marignac, porte-parole

**Agence internationale de l'énergie (AIE)**

M. Cédric Philibert, renewable energy division

**Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (Ademe)**

M. Rémi Chabrilat, directeur productions et énergies durables

M. Jérôme Mousset, chef du service Forêt, alimentation et bioéconomie

M. Bruno Gagnepain, ingénieur

**Communauté Urbaine d'Arras**

M. Gaetan Lechantoux, directeur général adjoint pôle technique

M. Pierre Forgereau, directeur de territoire Artois Cambresis Hainaut  
Véolia (Projet technocentre régional Arras)

**IDDRI**

Mme Lola Vallejo, Directrice du programme Climat

M. Mathieu Saujot, coordination travaux sur la fiscalité écologique

**Jeudi 21 mars 2019**

*Table ronde sur la chaleur renouvelable :*

**FEDENE**

M. Pascal Roger, président

Mme Marie Descat, secrétaire générale du SNCU

**Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (Ademe)**

M. Rémi Chabrilat, directeur production et énergie durables

**Start-up Minigreenpower**

M. Jean Riondel, président, directeur technique

M. Pierre du Baret, directeur général, directeur commercial

**AMORCE \***

Mme Julie Purdue, délégué générale adjointe

**Eurométropole de Strasbourg**

Mme Catherine Trautmann, vice-présidente

M. Constant Espargilière, conseiller technique

*Table ronde sur les réseaux :*

**Enedis \***

M. Philippe Monloubou, président du directoire

M. Pierre Guelman, directeur des affaires publiques

**RTE \***

M. François Brottes, président du directoire

M. Philippe Pillevesse, directeur des relations institutionnelles

M. Arthur Henriot, chargé de mission au cabinet de F Brottes

Mme Lola Beauvillain-de-Montreuil, attachée de presse

**GRDF \***

M. Edouard Sauvage, directeur général

M. Bertrand de Singly, délégué Stratégie

Mme Muriel Oheix, chargée des relations institutionnelles

**GRT gaz**

Mme Agnès Boulard, responsable des relations institutionnelles

M. Pierre Duvieusart, directeur général adjoint

**FNCCR (Fédération nationale des collectivités concédantes et régies)**

M. Pascal Sokoloff, directeur général

M. Jean Facon, directeur adjoint

M. Charles-Antoine Gautier, chef du département énergie.

**Syndicat national du chauffage urbain et de la climatisation urbaine (SNCU)**

M. Pascal Roger, président, FEDENE

Mme Marie Descat, secrétaire générale du SNCU

**CRE**

M. Jean-François Carencio, président

Mme Domitille Bonnefoi directrice des réseaux

Mme Olivia Fritzinger, chargée des relations institutionnelles, cabinet du président

**Jeudi 28 mars 2019**

**Table ronde sur l'industrie et la transition énergétique :**

**Union des industries utilisatrices d'énergie (Uniden) \***

M. Gildas Barreyre, président de la commission électricité

M. Édouard Oberthur, responsable Contrats long terme gaz naturel et électricité chez ArcelorMittal

**Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (Ademe)**

M. David Marchal, directeur adjoint - direction productions et énergies durables

M. Thomas Gourdon, responsable adjoint du service entreprises et dynamiques industrielles

**Négawatt \***

M. Philippe Emmanuel Rauzier, expert industrie

**Metron**

M. David Bardina, directeur général adjoint de METRON

Table ronde sur la fiscalité :

**Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (Ademe)**

M. Gaël Callonec, économiste.

**Direction de la législation fiscale Bercy**

M. Christophe Pourreau, directeur de la législation fiscale, direction générale des finances publiques, ministère de l'Économie et des finances

**DGEC au ministère de la transition écologique et solidaire**

M. Olivier David, chef du service climat et efficacité énergétique

M. Timothée Furois, sous-directeur des marchés de l'énergie et des affaires sociales

**Réseau action climat \***

Mme Meike Fink, responsable transition juste

**Caméo \***

M. Benoit Ferres président de Caméo

Mme Isaure d'Archimbaud, en charge des relations institutionnelles de Caméo (IA Conseils) \*

**Jeudi 4 avril 2019**

Table ronde sur l'hydroélectricité :

**SER**

M. Jean-Louis Bal, président

M. Alexandre Roesch, délégué général

M. Louis Lallemand, responsable filière hydroélectricité et responsable territoires

M. Alexandre de Montesquiou, consultant

M. Jean-Charles Galland, directeur adjoint à EDF, pôle énergies renouvelables - division production et ingénierie hydraulique, unité de production centre, et président de la commission hydroélectricité du SER

**EDF \***

M. Yves Giraud, directeur d'EDF Hydro

M. Bertrand Le Thiec, directeur des affaires publiques

**Société hydrotechnique de France**

M. Olivier Métais, professeur des universités à l'Institut polytechnique de Grenoble, président de la SHF

**AFIEG \***

M. Marc Boudier, président

M. Géry Lecerf, président du collège fourniture de l'AFIEG, directeur des affaires publiques d'ALPIQ France

**France nature environnement \***

M. Jacques Pulou, référent hydroélectricité de France Nature Environnement

**France hydro électricité \***

Mme Anne Pénalba, vice-présidente

M. Jean Marc Lévy, délégué général

Table ronde sur le transport de marchandises :

**SNCF \***

Mme Sylvie Charles, directrice générale du pôle transport ferroviaire de marchandises et multimodal de la SNCF, administratrice de l'Union des transports publics et ferroviaires (UTP) ;

Mme Laurence Nion, conseillère parlementaire

Mme Sylvie Charles, directrice générale du pôle transport ferroviaire de marchandise et multimodal

**Comité des armateurs fluviaux \***

M. Didier Leandri, président

**Fédération nationale des transports routiers (FNTR) \***

M. Benoit Daly, secrétaire général

**France nature environnement \***

M. Raymond Lang, membre des directoires « transports et mobilités durables » et « énergie » à France nature environnement (FNE).

### **Delanchy**

Mme Brigitte Delanchy, directrice générale

M. Yannig Renault, directeur Technique

### **Jeudi 9 mai 2019**

### **Table ronde sur le financement de la transition énergétique :**

#### **I4CE – Institute for Climate Economics**

M. Hadrien Hainaut, chef de projet

M. Michel Cardona, conseiller sénior

Damien Demailly, directeur de la stratégie et de la Communication

#### **Enerfip**

M. Jérôme Blanc, chef de Projet

M. Sébastien Jamme, Directeur Financier d'Enerfip et Co-fondateur

M. Guilhem Roux, Chef de projet

#### **BPI France**

Mme Pascale Courcelle, directrice du financement de l'immobilier et de l'énergie environnement

M. Jean-Baptiste Marin Lamellet, responsable des relations institutionnelles

#### **Pacte finance climat**

M. Jean Jouzel, climatologue, président d'honneur et co-initiateur

M. Pierre Larrouturou économiste et co-initiateur

M. Jules Chamoux

#### **Caisse des dépôts \***

Mme Virginie Chapron-du Jeu, directrice des finances du groupe

Mme Catherine Husson-Traoré, directrice générale de Novethic, groupe Caisse des dépôts

Mme Aurélia Brunon, chargée de relations institutionnelles

### **Table ronde sur les actions menées par les collectivités territoriales :**

#### **ADF**

M. Philippe Pichery, président du département de l'Aube

Mme Ann-Gaëlle Werner-Bernard, conseiller

**Village du Mené (TEPOS autonome en énergie)**

M. Jacky Aignel, maire

M. Laurent Gaudicheau, directeur général des services

**Domazan**

M. Louis Donnet, maire, vice-président CCPG, président PETR Uzes Pont-du-Gard.

**Ville d'Aramon (Gard)**

M. Didier Vignolles, conseiller municipal en charge de l'urbanisme.

**Jeudi 16 mai 2019**

*Table ronde sur la manière de faire évoluer les pratiques sociales*

**Direction interministérielle de la transformation publique**

M. Stéphan Giraud, Chef de projet sciences comportementales

**Avenir climatique**

M. Guillaume Martin, administrateur bénévole, ingénieur énergie climat

**Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (Ademe)**

Mmes Solange Martin et Anaïs Rocci, sociologues au sein de la direction exécutive de la prospective et de la recherche

**La fabrique écologique**

M. Géraud Guibert, président

M. Noé Deschanel, chargé de mission

**Enercoop \***

Mme Fanélie Carrey-Conte, directrice de la coopération

**Mardi 28 mai 2019**

M. François de Rugy, ministre d'État, ministre de la transition écologique et solidaire.

**Jeudi 13 juin 2019**

Mme Emmanuelle Wargon, secrétaire d'État auprès du ministre d'État, ministre de la transition écologique et solidaire

\* Ces représentants d'intérêts ont procédé à leur inscription sur le répertoire des représentants d'intérêts de la Haute Autorité pour la transparence de la vie publique (HATVP), qui vise à fournir une information aux citoyens sur les relations entre les représentants d'intérêts et les responsables publics lorsque sont prises des décisions publiques.

## DÉPLACEMENTS DE LA MISSION

### Déplacement à Dunkerque le 18 mars 2019

- M. Patrice Vergriete, maire de Dunkerque et président de la Communauté urbaine de Dunkerque
- M. Guillaume Florent, adjoint au maire de Dunkerque délégué aux activités liées à la mer et à la pêche
- M. Didier Bykoff, conseiller communautaire délégué au Plan Climat
- M. Gérard Gourvil, conseiller municipal délégué et président de Dunkerque Marina
- M. Patrick Colmann, directeur de cabinet
- M. Benoit Ferre, directeur de cabinet adjoint
- Mme Justine Lenoire, collaboratrice de cabinet
- M. Patrick Lambert, directeur général des services de la Communauté urbaine de Dunkerque (CUD)
- M. Yann Capet, directeur de projet à la CUD
- Mme Rizlane Bibaoui, directrice générale adjointe de la CUD
- M. Edmond Abi-Aad, premier vice-président de l'Université du Littoral Côte d'Opale
- M. Stéphane Raison, président du directoire du Grand Port Maritime de Dunkerque
- M. Francis Leroux, chambre de commerce et de l'industrie Littoral Hauts de France
- M. Jean-François Vereecke, directeur général adjoint de l'Agence d'urbanisme AGUR
- M. Victorien Erussard, capitaine et président d'*Energy Observer*
- Mme Cathy Noguez, directrice des relations extérieures et institutionnelles d'*Energy Observer*
- Mme Hélène Pierre, Engie, *business developer* Lab CRIGEN
- M. Rémy Vergriete, EDF, directeur du développement territorial
- Mme Anne Vanhaecke, co-fondatrice des *Possibilizzeurs*
- M. Nicolas Prego, Suez, directeur technique et marketing
- M. Dominique Pair, Arcelor-Mittal, chef de l'établissement de Dunkerque



**Déplacement à Bruxelles le 5 avril 2019**

**• Commission européenne, direction générale de l'action pour le climat**

– Mme Beatriz Yordi, directrice chargée des marchés européens et internationaux du carbone

– Mme ?

**• Commission européenne, direction générale de l'énergie**

– M. Dominique Ristori, directeur général

**• Climate Action Network Europe**

– M. Wendel Trio, directeur

**• Commission européenne, cabinet de M. Miguel Arias Cañete, commissaire à l'action pour le climat et l'énergie**

– Mme Marion Perelle, membre du cabinet

**• Visite de Coreso**

– M. Jean-François Gahungu, directeur général

**• Représentation permanente de la France auprès de l'Union européenne**

– M. Fabrice Dubreuil, représentant permanent adjoint

– M. Gilles Morellato, conseiller climat, biodiversité, eau, OGM, contentieux

– Mme Maud Foucher, conseillère adjointe énergie

**Déplacement à Berlin les 23 et 24 mai 2019**

● **Ambassade de France en Allemagne**

- Mme Catherine Legrand, service économique régional SER
- M. Antoine Chapon, directeur adjoint de l'Office franco-allemand de la transition énergétique (OFATE)
- Mme Stéphanie Jallet, chargée de mission à l'OFATE
- Docteur Felix Chr. Matthes, coordinateur de recherche sur les politiques énergétiques et climatiques, Öko-Institut, division de l'Énergie et du climat
  - Docteur Cyriac Massue, département IIB1, politique d'efficacité énergétique
    - M. Dieter Kunhenn, unité IIIA3, coordination pour la politique énergétique de l'Union européenne
    - M. Mathias Müller, unité IIIA3, coordination pour la politique énergétique de l'Union européenne
    - Mme Alina Gilitschenski, unité IIIA3, coordination pour la politique énergétique de l'Union européenne
    - Mme Murielle Gagnebin, responsable de projets
    - M. Stephan Krieger, secrétaire général de la Fédération allemande des entreprises de l'énergie (BDEW)
    - M. Clément Rausch, chargé de mission EDF Deutschland
    - Docteur Karl-Peter Thelen, membre de la direction générale d'Engie Deutschland
    - M. Volker Stehmann, responsable de la politique énergétique, Innogy SE
    - Mme Audrey Mathieu, Germannwatch
    - Mme Juliette de Grandpre, *Policy advisor climate and energy*, WWF Deutschland
    - M. Bertrand Jadot, chef de cabinet Ambassadrice, climat
    - Mme Franca Diechtl, chef de la division Coopérations internationales et chef du projet plateforme énergétique franco-allemande
    - Mme Hannes Seidl, chef de la division Énergie et services liés

– M. Stefan Siegemund, directeur adjoint de la division Énergies  
renouvelables et Mobilité

PROJET