



STRATÉGIE FRANÇAISE POUR L'ÉNERGIE ET LE CLIMAT

PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE

2019-2023

2024-2028



PROJET POUR CONSULTATION

Table des matières

1. Introduction	9
1.1. La programmation pluriannuelle de l'énergie	10
1.1.1. Nature de la Programmation pluriannuelle de l'énergie	10
1.1.2. Portée juridique de la programmation pluriannuelle de l'énergie	10
1.1.3. Articulation de la programmation pluriannuelle de l'énergie avec les autres documents de planification	11
1.2. Processus d'élaboration de la PPE	13
1.2.1. Association des parties prenantes	13
1.2.2. Association du public	14
1.2.3. Avis formellement recueillis	14
1.3. Objectifs dont la PPE doit organiser l'atteinte	15
1.3.1. Le cadre international de la lutte contre le changement climatique	15
1.3.2. Le cadre européen	15
1.3.3. Le cadre national	16
1.3.4. La neutralité carbone à 2050 : enjeux en termes d'adéquation offre-demande en énergie	18
2. Amélioration de l'efficacité énergétique et baisse des consommations d'énergie fossile	21
2.1. Baisse de la consommation d'énergie finale – Approche globale	24
2.2. Baisse de la consommation d'énergie finale – Approche sectorielle	29
2.2.1. Secteur Bâtiments : résidentiel et tertiaire	30
2.2.2. Secteur Transports	34
2.2.3. Secteur Industrie	42
2.2.4. Secteur Agriculture-Forêt	45
2.3. Baisse des consommations d'énergie fossiles	47
2.3.1. Historique de l'évolution des consommations d'énergie primaire et objectif de réduction	47
2.3.2. Objectifs et mesures de la PPE spécifiques à la réduction de la consommation primaire de charbon	50
2.3.3. Objectifs et mesures de la PPE spécifiques à la réduction de la consommation primaire de pétrole	54
2.3.4. Objectifs et mesures de la PPE spécifiques à la réduction de la consommation primaire de gaz naturel	55

3. Offre d'énergie / Développement de l'exploitation des énergies renouvelables et de récupération 57

3.1. La chaleur et le froid renouvelables et de récupération	58
3.1.1. Biomasse solide	60
3.1.2. Pompes à chaleur	63
3.1.3. Géothermie profonde	67
3.1.4. Solaire thermique	71
3.1.5. La chaleur de récupération	74
3.2. La valorisation énergétique des déchets	77
3.3. Les carburants liquides	80
3.3.1. La production de pétrole brut sur le territoire français	81
3.3.2. Le raffinage	81
3.3.3. Les biocarburants	82
3.3.4. Le GPL	85
3.4. Le gaz	85
3.4.1. Le gaz naturel	86
3.4.2. Le gaz renouvelable	88
3.4.3. Hydrogène et power to gas	92
3.4.4. Le gaz de récupération, la pyrogazéification	95
3.5. L'électricité	96
3.5.1. L'hydroélectricité	98
3.5.2. L'éolien terrestre	102
3.5.3. Le photovoltaïque	107
3.5.4. La production d'électricité à partir de bioénergies	112
3.5.5. L'éolien en mer et les énergies marines renouvelables	116
3.5.6. La géothermie électrique	119
3.5.7. L'autoconsommation et la production locale de l'énergie	121
3.5.8. Le nucléaire	123
3.5.9. Le parc thermique	130



5.6.3. Le réseau gazier	191
5.6.4. Le réseau électrique	195
5.6.5. Les infrastructures de recharge pour carburants alternatifs	208
6. Recherche et innovation pour le développement des nouvelles technologies de l'énergie	212
7. Préservation du pouvoir d'achat des consommateurs et de la compétitivité des prix de l'énergie, évaluation des besoins de compétences professionnelles	220
7.1. Enjeux macro-économiques et impacts socioéconomique de la PPE	220
Dynamisation de l'activité économique : PIB plus élevé de de 1,9 pt en 2028	222
Pouvoir d'achat des ménages plus élevé de 2,2%	223
Stabilité de la balance commerciale	223
Amélioration du solde public à hauteur de 0,6 pt de PIB en 2028	223
7.2. Préservation du pouvoir d'achat des ménages	224
7.2.1. Impact de la PPE sur les ménages	224
7.2.2. Les mesures de lutte contre la précarité énergétique	230
7.2.3. La place des citoyens dans la transition	233
7.3. Assurer la compétitivité des prix de l'énergie	234
7.4. Évaluation des impacts sur les emplois et besoins en compétences professionnelles	240
7.4.1. Enjeux en termes d'emplois	240
7.4.2. Enjeux en termes de compétences professionnelles	240
7.5. Évaluation des ressources publiques consacrées à l'atteinte des objectifs de la PPE	244
7.5.1. Coût de soutien de la maîtrise de l'énergie	244
7.5.2. Coût de soutien des ENR	246
7.5.3. Les charges de service public de l'électricité	251
8. Mobilisation des territoires	256
8.1. La gouvernance territoriale de la transition énergétique	256
8.1.1. Les schémas régionaux d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires	256
8.1.2. Les Plans Climat-Air-Energie-Territoriaux (PCAET)	257
8.2. Les enjeux des énergies au niveau régional	258
8.2.1. Les gisements des énergies renouvelables	258
8.2.3. Les besoins régionaux d'investissement dans les réseaux électriques	260
8.2.4. Des expérimentations régionales dans les réseaux intelligents	263

8.3. Les contrats de transition écologique (CTE)	264
9. Annexe 1 : Stratégie de développement de la mobilité propre	268
9.0. Synthèse	268
9.1. Introduction	273
9.2. Cadrage de politiques publiques	274
9.2.1. Le cadre international de la lutte contre le changement climatique	274
9.2.2. Le cadre européen	275
9.2.3. Le cadre national	276
9.2.4. Articulation avec les politiques publiques et bénéfices sectoriels	279
9.3. Éléments sur la mobilité en France et son impact environnemental	280
9.3.1. Données de cadrage	280
9.3.2. Constats sur la consommation d'énergie du secteur des transports, ses émissions et impacts sur la santé et l'environnement	288
9.4. Trajectoires aux horizons 2023/2028	292
9.4.1. Hypothèses retenues dans le cadre de la modélisation	293
9.4.2. Résultats de la modélisation	301
9.4.3. Éléments sur l'offre de carburants alternatifs	306
9.4.4. Trajectoires à plus long terme	307
9.5. Orientations pour le développement des mobilités propres	308
9.5.1. Permettre à tous les territoires de bénéficier de services de mobilités alternatifs à l'usage individuel de la voiture et libérer l'innovation	310
9.5.2. Maîtriser la demande de mobilité	313
9.5.3. Développer les véhicules à faibles émissions, les infrastructures d'alimentation en carburants alternatifs et améliorer l'efficacité énergétique des parcs	315
9.5.4. Favoriser les reports modaux pour le transport de voyageurs	323
9.5.5. Favoriser l'efficacité du transport de marchandises et le report modal vers le ferroviaire et le fluvial	327
Annexe 1. Bilan de la SDMP 2016-2018	331
Rappel des mesures	331
Bilan des stratégies thématiques	332



Annexe 2. Schéma général des stratégies et plans d'action existants	333
Annexe 3. Éléments d'orientation sur les points de recharge électrique	334
Annexe 4. Estimation des besoins en infrastructures de ravitaillement en GNV	340
10. Annexe 2 : Les îles du Ponant non interconnectées avec le continent	346
10.1. Bilan au 31 mai 2018 des actions engagées depuis 2016	346
10.1.1. Maîtrise de la demande	346
10.1.2. Développement des énergies renouvelables	347
10.1.3. La gestion de l'équilibre offre-demande	347
10.2. Le cadre spécifique de la péréquation dans les zones non interconnectées	348
10.3. Ouessant	349
10.3.1. Situation en 2017	349
10.3.2. Objectifs pour les périodes 2019-2023 et 2024-2029	350
10.4. Molène	352
10.4.1. Situation en 2017	352
10.4.2. Objectifs pour les périodes 2019-2023 et 2024-2029	352
10.5. Sein	353
10.5.1. Situation en 2017	353
10.5.2. Objectifs pour les périodes 2019-2023 et 2024-2029	355
10.6. Chausey	356
10.6.1. Situation en 2017	356
10.6.2. Objectifs pour les périodes 2019-2023 et 2024-2029	356
11. Annexe 3 : Les indicateurs de suivi de la PPE	360



Introduction



1. Introduction

1.1. La programmation pluriannuelle de l'énergie

1.1.1. Nature de la Programmation pluriannuelle de l'énergie

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

La PPE est encadrée par les dispositions des articles L.141-1 à L.141-6 du code de l'énergie, modifiées par la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte. La PPE doit contenir des volets relatifs :

- à la sécurité d'approvisionnement ;
- à l'amélioration de l'efficacité énergétique et à la baisse de la consommation d'énergie primaire, en particulier fossile ;
- au développement de l'exploitation des énergies renouvelables et de récupération ;
- au développement équilibré des réseaux, du stockage et de la transformation des énergies et du pilotage de la demande d'énergie pour favoriser notamment la production locale d'énergie, le développement des réseaux intelligents et l'autoproduction ;
- à la préservation du pouvoir d'achat des consommateurs et de la compétitivité des prix de l'énergie ;
- à l'évaluation des besoins de compétences professionnelles dans le domaine de l'énergie et à l'adaptation des formations à ces besoins.

La présente programmation pluriannuelle de l'énergie couvre deux périodes successives de cinq ans couvrant 2019-2023 et 2024-2028.

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

- un décret définissant les principaux objectifs énergétiques et les priorités d'action ;
- une synthèse des orientations et actions de la PPE ;
- le présent rapport ;
- l'évaluation environnementale stratégique.

Le présent rapport est l'annexe du décret et a donc valeur réglementaire.

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

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

Il convient de souligner notamment la portée normative de :

- la fixation des objectifs quantitatifs pour le lancement d'appels d'offres pour des installations de production d'électricité (EnR en particulier), pour des capacités d'effacement de consommation électrique, ou pour des investissements permettant l'injection de biométhane dans les réseaux de gaz ;
- la définition des orientations avec lesquelles l'autorisation d'exploiter des nouvelles installations de production électrique, ainsi que le plan stratégique d'EDF, devront être compatibles ;



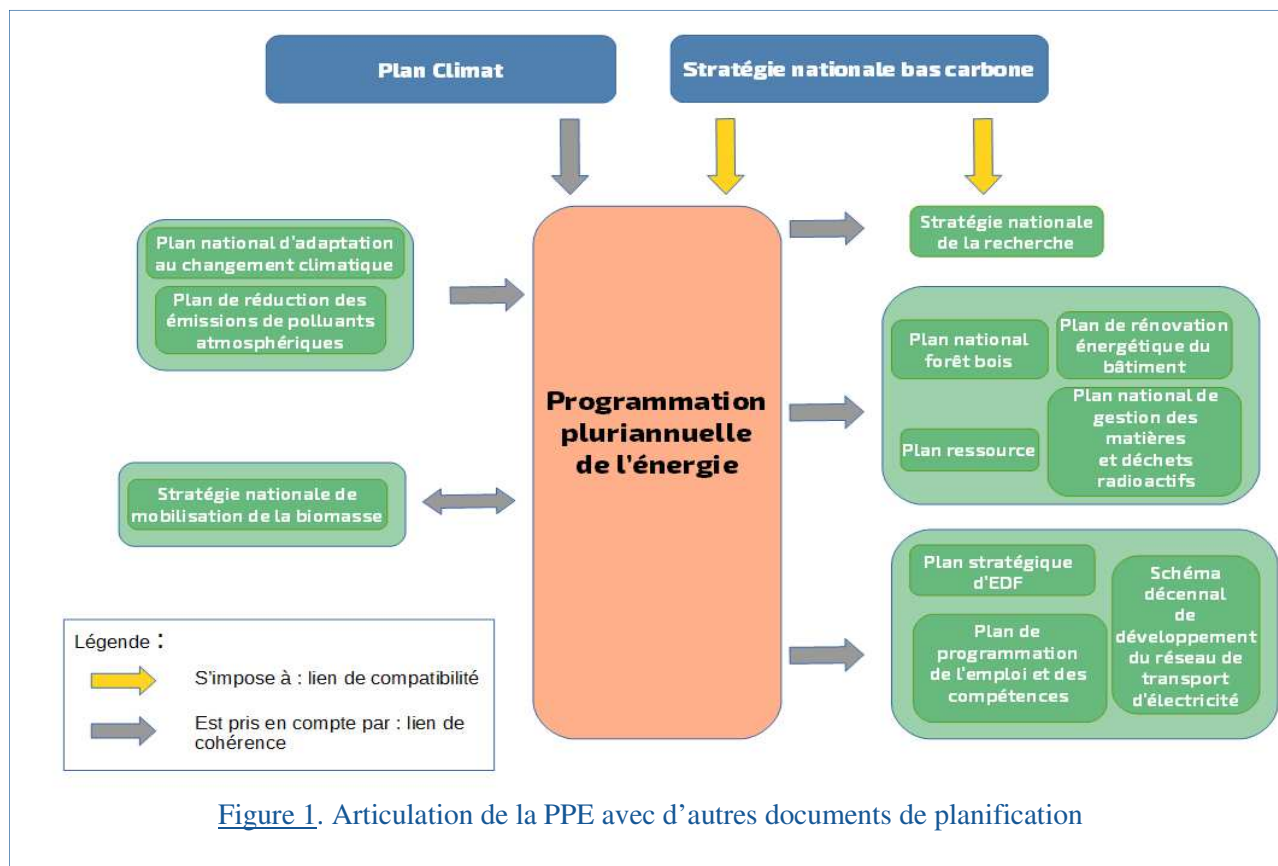
INTRODUCTION

PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE
2019-2023 2024-2028

- la définition du niveau de sécurité d'approvisionnement du système énergétique français, via la fixation du critère de défaillance utilisé pour apprécier l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité, ou encore le critère pour la sécurité d'approvisionnement en gaz et les stockages à maintenir.

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

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



Stratégie nationale bas-carbone (SNBC) et budgets carbone

La programmation pluriannuelle de l'énergie doit être compatible avec les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre fixés par les budgets carbone, en particulier pour le secteur de l'énergie, et plus largement avec la stratégie bas-carbone (SNBC). Ce lien implique que la PPE n'inclut pas de mesures contraires aux orientations et dispositions de la SNBC.

La PPE contribue de manière significative à la baisse des émissions de gaz à effet de serre par ses mesures de réduction des consommations d'énergie, priorisées sur les énergies au plus fort taux de carbone, et par la substitution des énergies fossiles par des énergies renouvelables.

Le plan national de réduction des émissions de polluants atmosphériques (PREPA)

La politique énergétique et la PPE doivent contribuer à l'atteinte des objectifs de réduction de la pollution atmosphérique définis par le PREPA.



INTRODUCTION

PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE
2019-2023 2024-2028

Comme pour les émissions de gaz à effet de serre, la PPE contribue à la baisse des émissions de polluants atmosphériques par ses mesures de réduction des consommations d'énergie, priorisées sur les énergies au plus fort taux de carbone, et par la substitution des énergies fossiles par des énergies renouvelables. La PPE agit ainsi positivement pour la préservation de la santé.

Plans et stratégies déclinant opérationnellement la PPE

Plusieurs documents de programmation prévus par la loi doivent s'articuler avec la PPE :

- *La stratégie pour le développement de la mobilité propre (SDMP)*, qui constitue un volet annexé à la présente programmation.
- *La stratégie nationale de mobilisation de la biomasse (SNMB)*, qui a notamment pour objectif de développer l'approvisionnement des installations de production d'énergie, comme les appareils de chauffage domestique au bois, les chaufferies collectives industrielles et tertiaires, les unités de cogénération et de production de biocarburants. La précédente stratégie nationale de mobilisation de la biomasse a été approuvée en mars 2018. Elle devra être révisée au plus tard un an après la révision de la programmation pluriannuelle de l'énergie.
- *Le plan de programmation de l'emploi et des compétences (PPEC)*, qui définira les besoins d'évolution en matière d'emploi et de compétence sur les territoires et dans les secteurs professionnels, au regard de la transition écologique et énergétique. La loi prévoit que la PPE comprenne un volet dédié à l'évaluation des besoins de compétences professionnelles dans le domaine de l'énergie et à l'adaptation des formations à ces besoins : la PPE traite de manière générale ce sujet, qui sera approfondi par le plan de programmation de l'emploi et des compétences.
- *La stratégie nationale de la recherche énergétique (SNRE)*, arrêtée par les ministres de la recherche et de l'énergie a été publiée le 27 décembre 2016. Elle précise le volet « énergie » de la stratégie nationale de recherche, en prenant en compte les orientations définies par la SNBC et la PPE. La SNRE met en avant les thématiques transformantes clés pour la transition énergétique. La priorité est de renforcer l'efficacité énergétique et de réduire la consommation de ressources. Il faut continuer le développement des énergies renouvelables et donc la recherche en termes de réseaux (flexibilité, interaction entre systèmes énergétiques et moyens de stockage, gouvernance multi-échelles...) car l'intégration des énergies renouvelables va les transformer en profondeur. Dans cette perspective, l'écosystème d'innovation dédié aux nouvelles technologies de l'énergie revêtira un caractère résolument inter-disciplinaire, en y intégrant en particulier la révolution numérique, et en prenant en compte les enjeux socio-économiques inhérents aux mutations à venir (associer les consommateurs et les territoires, développer et déployer les formations adaptées aux métiers de demain).

Les Schémas régionaux traitant du climat, de l'air et de l'énergie (SRCAE et SRADDET)

Les régions sont chefs de file des collectivités sur les questions énergétiques. A ce titre, elles ont en charge la coordination de l'action des collectivités territoriales sur l'énergie. Elles définissent leur politique énergétique dans leurs schémas régionaux d'aménagement, de développement durable et d'équilibre des territoires (SRADDET), qui prennent la suite des schémas régionaux climat-air-énergie (SRCAE), et qui doivent être approuvés d'ici mi-2019. Le volet territorial est développé dans la partie 7.

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.



1.2. Processus d'élaboration de la PPE

1.2.1. Association des parties prenantes

La révision de la PPE a été lancée en juin 2017 en même temps que celle de la SNBC dans le cadre d'une réunion jointe du Comité de suivi de la PPE et du Comité d'orientation de la SNBC. Le Comité de suivi de la PPE est composé d'environ 80 représentants de la société française, principalement des structures membres du Conseil national de la transition écologique (CNTE) et du Conseil supérieur de l'énergie (CSE). Ce Comité a été réuni à 3 reprises au cours de l'année pour lui donner l'occasion de s'exprimer sur l'avancement des travaux.

Des ateliers de travail relatifs à la maîtrise de la demande ont été partagés avec les travaux de révision de la SNBC. Ces ateliers ont été sectoriels. Ils se sont réunis à 4 reprises chacun sur l'ensemble de l'année juin 2017-juin 2018 :

- Industrie ;
- Bâtiment ;
- Transport ;
- Économie ;
- Agriculture et forêt.

En complément, 24 ateliers de travail ont été organisés entre octobre 2017 et janvier 2018, sur l'ensemble des thématiques spécifiquement abordées par la PPE. Chaque atelier a réuni entre 20 et 50 personnes. Les membres du Comité de suivi étaient conviés à chaque atelier, plus des organismes spécialistes du sujet précis qui allait être débattu. Plus d'une centaine de présentations ont été discutées dans ce cadre et 70 contributions écrites ont été partagées. Pour ce qui concerne l'anticipation de l'offre en énergie, les ateliers ont été organisés par filière :

- Biocarburants ;
- Biogaz ;
- Biomasse solide ;
- Éolien mer / Énergies marines renouvelables ;
- Éolien terrestre ;
- Géothermie ;
- Hydroélectricité ;
- Nucléaire ;
- Photovoltaïque ;
- Valorisation énergétique des déchets.

Pour ce qui concerne les systèmes énergétiques, les ateliers ont été organisés par thème :

- L'offre et la demande en produits pétroliers ;
- L'offre et la demande gazière ;
- Réseaux de transport de gaz, stockage et infrastructures d'importation de gaz naturel ;
- Réseaux de distribution et nouveaux usages du gaz naturel ;
- Chaleur secteur résidentiel / tertiaire ;
- Chaleur secteur industrie / agriculture ;
- Réseaux de chaleur et de froid ;
- Mix électrique ;
- Réseaux électriques ;
- Pilotage de la demande (effacements...) ;
- Autoconsommation ;
- Stockage ;
- Sécurité d'approvisionnement électricité et gaz ;



INTRODUCTION

PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE
2019-2023 2024-2028

- Infrastructures de recharge pour les carburants alternatifs.

1.2.2. Association du public

Un Débat public a été organisé par la Commission nationale du débat public (CNDP) du 19 mars 2018 au 29 juin 2018. Le débat a compris :

- un site internet du débat, un questionnaire en ligne, des cahiers d'acteurs ;
- des ateliers thématiques (Europe-international, innovation, état opinion) ;
- des ateliers de controverse (entre experts) et des auditions d'experts ;
- un forum citoyen (panel de 400 personnes tirées au sort) ;
- des initiatives territoriales ;
- des initiatives par cible avec des partenaires.

Le gouvernement a mis à disposition un dossier du maître d'ouvrage afin d'informer le citoyen sur les enjeux de la Programmation pluriannuelle de l'énergie et l'interroger sur un certain nombre de sujets de fond : <https://ppe.debatpublic.fr/dossier-du-maitre-douvrage-dmo>

Les sujets sur lesquels il a particulièrement demandé l'avis des citoyens étaient :

- les mesures que les citoyens considèrent efficaces en termes de réduction des consommations de l'énergie : quels seraient les meilleurs leviers pour les convaincre de passer à l'action chez eux, et concernant leurs choix de mobilités ?
- leur avis sur le développement des différentes filières de production d'énergie renouvelable : l'éolien, le photovoltaïque, la méthanisation...
- leur avis sur des garanties en termes de sécurité d'approvisionnement ? Que pensent-ils de la manière dont les critères sont formulés ? Est-ce que d'autres définitions ou d'autres niveaux seraient plus pertinents ? Est-ce que les consommateurs seraient prêts à courir un risque de coupure plus important pour que le coût de l'énergie soit plus faible ?

Au total, les 86 rencontres organisées dans le cadre du débat public ont réuni près de 8 000 participants. 47 572 visites ont eu lieu sur le site Internet sur lequel 561 avis ont été postés, 140 contributions et 193 cahiers d'acteurs publiés, 2379 commentaires sur les informations et avis disponibles, et 666 questions ont été posées par des internautes. La Commission particulière du débat public a rendu un rapport qui est accessible sur le site : <https://ppe.debatpublic.fr/>

Le gouvernement a suivi avec attention les contributions des citoyens tout au long du débat. La décision du gouvernement du 30 novembre 2018 suite aux recommandations de la CNDP a été publiée au JO le 4 décembre 2018. Le gouvernement a tenu compte de ces enseignements pour rédiger le présent document.

1.2.3. Avis formellement recueillis

Des consultations formelles seront organisées sur le projet de PPE. Les avis :

- de l'Autorité environnementale pour son Évaluation Environnementale Stratégique ;
- du Conseil national de la transition écologique ;
- du Conseil supérieur de l'énergie ;
- du Comité d'experts pour la transition énergétique ;
- du Comité de gestion de la CSPE ;
- du Comité du système de distribution publique d'électricité ;
- des pays frontaliers (ou non) dont le système électrique est interconnecté avec le système français : Allemagne, Belgique, Luxembourg, Italie, Espagne, Royaume-Uni, Irlande, Pays-Bas et Portugal ;
- de la Commission européenne ;



INTRODUCTION

PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE
2019-2023 2024-2028

- du public.

La PPE définitive tiendra compte de ces avis.

1.3. Objectifs dont la PPE doit organiser l'atteinte

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

Tous les pays sont concernés par le changement climatique. La France s'est impliquée sur la scène internationale dès le début de l'élaboration de la politique internationale de lutte contre le changement climatique sous l'égide des Nations unies. En approuvant l'Accord de Paris en 2015, les États se sont engagés à agir pour que le réchauffement climatique reste nettement en dessous de 2°C d'ici à 2100, en renforçant les efforts pour tâcher de ne pas dépasser 1,5°C.

L'accord international élaboré sous présidence française traite, de façon équilibrée, de l'atténuation – c'est-à-dire des efforts de baisse des émissions de gaz à effet de serre – et de l'adaptation des sociétés aux dérèglements climatiques déjà existants.

L'« alliance de Paris pour le climat » se décline en 4 volets :

1. Un accord universel qui établit des règles et des mécanismes capables de relever progressivement l'ambition pour respecter la limite des 2 °C;
2. La présentation par tous les pays de leurs contributions nationales afin de créer un effet d'entraînement et de démontrer que tous les États avancent, en fonction de leurs réalités nationales, dans la même direction ;
3. Le volet financier permet de soutenir les pays en développement et de financer la transition vers des économies bas-carbone et résilientes ;
4. Le renforcement des engagements des acteurs de la société civile et non-étatiques afin d'associer tous les acteurs et d'entamer des actions concrètes sans attendre l'entrée en vigueur de l'accord.

1.3.2. Le cadre européen

La politique européenne dans le domaine de l'énergie s'est fortement développée depuis les années 2000. En particulier, plusieurs textes européens ont fixé des objectifs pour :

- limiter les émissions de gaz à effet de serre ;
- augmenter l'efficacité énergétique ;
- augmenter l'énergie produite avec des énergies renouvelables.

Les orientations fixées dans la PPE s'inscrivent dans ce cadre et permettent de concrétiser les objectifs et les bénéfices du marché intérieur de l'énergie.

Le paquet énergie climat, adopté sous présidence française de l'UE en 2008, fixait ainsi les objectifs « 3x20 » pour 2020 :

- -20% d'émissions de GES ;
- amélioration de 20% de l'efficacité énergétique ;
- 20% d'énergies renouvelables dans la consommation énergétique finale de l'UE.

L'Union européenne vient d'adopter ses objectifs pour 2030, à savoir la réduction des émissions de gaz à effet de serre domestiques de l'Union d'au moins 40% en 2030 par rapport à 1990. La directive sur les énergies renouvelables fixe les objectifs et le cadre pour la décennie à venir.



INTRODUCTION

PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE
2019-2023 2024-2028

L'objectif de réduction des émissions de GES sera atteint grâce à la révision du système européen d'échanges de quotas (ETS) et à la répartition de l'effort entre les États membres pour les secteurs hors quota dont l'objectif est d'atteindre au moins 32% d'énergies renouvelables dans la consommation énergétique, objectif contraignant au niveau européen. La directive prévoit également un objectif de 14% d'énergies renouvelables dans les transports, avec un plafond pour les biocarburants de première génération, ainsi que des dispositions nouvelles pour les énergies renouvelables et de récupération utilisées pour produire de la chaleur et du froid.

Le texte révisé la directive existante pour l'adapter à la période post 2020. Il fixe à 32,5% l'objectif d'amélioration de l'efficacité énergétique de l'UE, et prolonge après 2020 les dispositions de l'article 7 (mécanismes d'obligation d'économies d'énergie) en prévoyant notamment une obligation d'économies d'énergie réelles de 0,8% par an.

Un nouveau règlement sur la gouvernance impose désormais à chaque État membre de publier un plan national énergie climat intégré à dix ans. Ce plan correspond à la Programmation pluriannuelle de l'énergie et à la Stratégie nationale bas-carbone. Le règlement précise qu'avant l'adoption du plan, l'Etat doit consulter le public, les États voisins et la Commission Européenne.

Des échanges renforcés ont lieu, notamment avec l'Allemagne et les Pays du Bénélux dans le cadre du forum Pentalatéral, ainsi qu'avec l'Espagne et le Portugal.

Encadré 1 : La coopération avec l'Allemagne

La France et l'Allemagne sont engagées dans des diversifications ambitieuses de leur mix électrique. Ces diversifications reposent en particulier sur un développement soutenu des énergies renouvelables, notamment solaire et éolien.

Les deux pays sont particulièrement interconnectés, avec des capacités d'échanges de 1,8GW à l'export et de 3GW à l'import (pour la France). De nouveaux projets sont également en cours.

La sécurité d'approvisionnement des deux pays est interdépendante et toute décision de l'un emporte des conséquences sur l'autre (échanges aux frontières, sécurité d'approvisionnement, coût de l'électricité...).

Conscients de ces enjeux, les deux pays ont engagé des échanges approfondis sur l'évolution de leur mix électrique afin de partager les perspectives de développement et leurs impacts respectifs.

1.3.3. Le cadre national

La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) fixe le cadre de la politique de l'énergie (article L100-1 du code de l'énergie) :

- favoriser l'émergence d'une économie compétitive et riche en emplois grâce à la mobilisation de toutes les filières industrielles, notamment celles de la croissance verte ;
- assurer la sécurité d'approvisionnement et réduire la dépendance aux importations ;
- maintenir un prix de l'énergie compétitif et attractif au plan international et permettre de maîtriser les dépenses en énergie des consommateurs ;
- préserver la santé humaine et l'environnement, en particulier en luttant contre l'aggravation de l'effet de serre et contre les risques industriels majeurs, en réduisant l'exposition des citoyens à la pollution de l'air et en garantissant la sûreté nucléaire ;
- garantir la cohésion sociale et territoriale en assurant un droit d'accès de tous les ménages à l'énergie sans coût excessif au regard de leurs ressources ;
- lutter contre la précarité énergétique ;
- contribuer à la mise en place d'une Union européenne de l'énergie.



INTRODUCTION

PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE
2019-2023 2024-2028

La LTECV reprend les engagements européens et propose des objectifs nationaux ambitieux sur le plan énergétique :

En 2020 : 23 % de la consommation d'énergie d'origine renouvelable.

À l'horizon 2025 : réduire à 50 % la part du nucléaire dans la production d'électricité. Le gouvernement propose au parlement de décaler cet objectif à 2035.

En 2030 :

- -40 % d'émissions de gaz à effet de serre (par rapport à 1990) ;
- -20 % de consommation d'énergie finale (par rapport à 2012) ;
- -30 % de consommation d'énergie fossile primaire (par rapport à 2012) ;
- + 27 % d'efficacité énergétique ;
- 32 % de la consommation d'énergie d'origine renouvelable. Cet objectif est décliné par vecteur énergétique (40 % de la production électricité ; 38 % de la consommation finale de chaleur ; 15 % de la consommation finale de carburant et 10 % de la consommation finale de gaz doivent être d'origine renouvelable) ;
- multiplier par 5 la quantité de chaleur et de froid d'origine renouvelable et de récupération dans les réseaux de chaleur (par rapport à 2012).

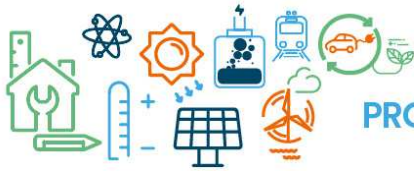
En 2050 : - 75 % d'émissions de gaz à effet de serre (par rapport à 1990).

La LTECV a posé des objectifs concernant la France et décidé que plusieurs programmations pluriannuelles de l'énergie couvriraient respectivement la France métropolitaine continentale, la Corse, et les départements d'outre-mer. La présente PPE porte sur la France métropolitaine continentale. Les départements d'outre-mer et la Corse représentent 2% de la consommation d'énergie finale française. Les objectifs dans chaque PPE impactent donc peu la moyenne des objectifs nationaux et les objectifs de la PPE de métropole continentale sont identiques aux objectifs nationaux.

La loi a précisé que la PPE devait contenir des volets relatifs (article L141-2 du code de l'énergie) :

1. A la sécurité d'approvisionnement ;
2. A l'amélioration de l'efficacité énergétique et à la baisse de la consommation d'énergie primaire, en particulier fossiles ;
3. Au développement de l'exploitation des énergies renouvelables et de récupération ;
4. Au développement équilibré des réseaux, du stockage et de la transformation des énergies et du pilotage de la demande d'énergie pour favoriser notamment la production locale d'énergie, le développement des réseaux intelligents et l'autoproduction ;
5. A la préservation du pouvoir d'achat des consommateurs et de la compétitivité des prix de l'énergie ;
6. A l'évaluation des besoins de compétences professionnelles dans le domaine de l'énergie et à l'adaptation des formations à ces besoins.

La présente PPE couvre l'ensemble des consommations énergétiques à usage énergétiques. Elle ne couvre pas les consommations d'énergie en tant que matières premières dont les orientations politiques relèvent d'autres politiques, notamment celles relatives aux ressources épuisables.



1.3.4. La neutralité carbone à 2050 : enjeux en termes d'adéquation offre-demande en énergie

Le Plan climat adopté en juillet 2017 donne pour objectif l'atteinte de la neutralité carbone à l'horizon 2050. La Stratégie nationale bas carbone (SNBC) précise les grandes orientations pour l'atteindre. L'énergie a une place prépondérante au regard des enjeux climatiques : en 2016, la consommation d'énergie représentait 74 % des émissions de gaz à effet de serre françaises. C'est pourquoi le respect de cet objectif dépend de la capacité de la France à :

- développer des puits de carbone pour compenser les émissions de gaz à effet de serre non évitables des gaz autres que le CO₂ ;
- décarboner totalement le secteur de l'énergie en réalisant des efforts très ambitieux d'efficacité énergétique et de sobriété et en remplaçant toutes les énergies fossiles par des énergies n'émettant pas de gaz à effet de serre.

L'enjeu de la PPE est de donner les bonnes incitations pour orienter le système dans cette direction à l'horizon qui est le sien : 2028. Le gouvernement ne parie pas sur un développement massif des technologies non existantes aujourd'hui pour atteindre la neutralité carbone en 2050. Le progrès technologique va jouer un rôle et il est important de le stimuler, mais le système actuel doit s'orienter vers des actions ambitieuses sans attendre.

La PPE et la SNBC sont très liées : du point de vue de la consommation d'énergie et du mix énergétique, la PPE porte sur les dix premières années de la SNBC qui projette jusqu'en 2050. Dans la PPE, ces dix années ont une visée opérationnelle du point de vue de l'action de l'Etat alors que la suite de la projection réalisée par la SNBC est une orientation de trajectoire possible pour atteindre les objectifs carbone de la France. La SNBC aborde aussi tous les autres gaz à effet de serre qui ne sont pas abordés dans le cadre de la PPE.

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

Le scénario de référence de la SNBC prévoit qu'en 2050, le besoin en énergie finale pourrait être d'environ 1 060 TWh¹ en intégrant les consommations des transports maritimes et aériens internationaux². A l'horizon 2050 toute l'énergie devra être décarbonée. Cela signifie qu'il n'y aura plus que quatre sources d'énergie :

1. La chaleur renouvelable hors biomasse : géothermie, solaire thermique, pompes à chaleur ; La production de chaleur renouvelable hors biomasse et biogaz pourrait représenter entre 90 et 100 TWh d'énergie finale ;
2. La biomasse : bois, biocarburants, biogaz.

De l'ordre de 400 à 450 TWh de ressources brutes en biomasse pourraient être mobilisées à l'horizon 2050 (à comparer à 180 TWh en 2016) : dans le scénario de référence de la SNBC, cela se traduit par la mobilisation de 230 TWh de biomasse agricole y compris la biomasse issue de l'agroforesterie, de 100 TWh de biomasse forestière et de 100 TWh de déchets (y compris déchets bois), effluents d'élevage et autres résidus. Il s'agit d'une hypothèse de mobilisation ambitieuse, qui découle d'une valorisation poussée du potentiel des ressources.

Le montant d'énergie finale utilisable dépend du vecteur énergétique utilisé :

1. Le besoin en énergie finale n'intègre pas les éventuelles pertes de conversion entre vecteurs ni les pertes des réseaux. La consommation d'énergie primaire sera donc supérieure aux besoins identifiés, notamment pour la biomasse. Le besoin en énergie finale n'intègre pas non plus les consommations non-énergétiques.

2. Pour ce travail, dans les transports internationaux, pour un trajet Paris-New York, par exemple, seule la moitié de la consommation de carburants est associée à la France, l'autre moitié étant associée aux Etats-Unis. Le besoin en énergie finale est donc défini comme la somme de la consommation finale énergétique et des soutes internationales.



INTRODUCTION

PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE

2019-2023 2024-2028

- l'énergie finale produite par du bois utilisé dans une chaufferie ou une cogénération dépend du rendement de l'installation. Il convient donc de favoriser les usages qui présentent les meilleurs rendements énergétiques et ainsi de favoriser la valorisation chaleur de la biomasse ;
- l'énergie finale produite par un combustible liquide ou gazeux dépend du rendement énergétique de l'application dans laquelle il est utilisé, mais doit aussi être pondérée par une perte liée à la transformation dans le vecteur énergétique utile. Dans le scénario de référence de la SNBC, cette perte est de 20 % pour le gaz et de 30 % pour le liquide à l'horizon 2050 ;
- 3. L'énergie de récupération : utilisation de la chaleur fatale de l'industrie ;
- 4. L'électricité non carbonée produite par des énergies renouvelables (hydraulique, éolien, photovoltaïque, énergies marines, géothermie, bois, biogaz) ou nucléaire.

En 2050, la consommation d'électricité décarbonée pourrait atteindre entre 580 et 610 TWh hors pertes. A titre de comparaison, la production d'électricité a atteint 531 TWh en 2016, dont 473 TWh ont été consommés sur le territoire national. Ce besoin peut être couvert avec plusieurs hypothèses de mix électriques :

- Ce niveau de 580 à 610 TWh est compatible avec le gisement technique identifié pour les énergies renouvelables, mais nécessiterait pour la période au-delà de 2028 une forte accélération des rythmes de déploiement par rapport à ceux envisagés dans le cadre de la PPE ainsi que la disponibilité de nouveaux moyens de stockage et de flexibilité permettant d'assurer le bon fonctionnement du système électrique ;
- Le maintien de la part du nucléaire à 50 % en 2050, soit 250 à 325 TWh, serait donc inférieur à la production actuelle (360 à 420 TWh). Compte tenu de l'âge du parc actuel, cela nécessiterait, avant l'horizon 2050, la mise en service de nouveaux réacteurs.

Contraintes posées par l'origine du besoin sur le vecteur énergétique

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

Au vu des connaissances actuelles, les technologies connues dont la diffusion est raisonnablement anticipable, certains besoins identifiés ne peuvent être assouvis que par un vecteur énergétique spécifique alors que d'autres peuvent utiliser différentes énergies. Ces choix orientent l'affectation des ressources par secteur. Il y a notamment des choix stratégiques à faire en termes d'orientation de la biomasse qui deviendra la ressource rare en 2050 :

- 220 TWh ne pourront être assurés que par de l'électricité : éclairage, alimentation des équipements électriques et électroniques. Ils sont appelés besoins en électricité spécifique ;
- 200 TWh ne pourront être assurés que par des combustibles qu'ils soient solides, liquides ou gazeux : le transport aérien (de l'ordre de 130 TWh, combustible liquide), le transport maritime (de l'ordre de 30 TWh) et l'industrie pour certains usages spécifiques (de l'ordre de 40 TWh) ;
- 430 TWh pourront être assurés soit par de l'électricité soit par des combustibles : l'industrie pour les usages non spécifiques (de l'ordre de 200 TWh), le transport routier passagers et marchandises (de l'ordre de 100 TWh) et l'agriculture (de l'ordre de 30 TWh) ;
- 200 TWh pourront être assurés par n'importe quel vecteur énergétique, y compris le vecteur chaleur.

La vision du scénario à 2050 a été construite en cherchant à minimiser la consommation d'énergie primaire, et en considérant les co-bénéfices incluant notamment la qualité de l'air ainsi que la vraisemblance technologique. Le scénario SNBC à 2050 n'est pas prédictif, il correspond à une manière d'atteindre la neutralité carbone, sachant que d'autres variantes sont possibles.



INTRODUCTION

PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE
2019-2023 2024-2028

En 2050, les 1 060 TWh de besoin en énergie finale pourraient être assurés de la manière suivante :

- 90 TWh par de la chaleur renouvelable (hors biomasse) ;
- 390 TWh par des combustibles décarbonés provenant soit de la biomasse soit indirectement de l'électricité dont :
 - 110 TWh par des combustibles solides (bois ou autres combustibles solides décarbonés) utilisant 110 TWh de ressources biomasse brutes ;
 - 100 TWh par des combustibles liquides (biocarburants) utilisant 140 TWh de ressources biomasse brutes ;
 - 180 TWh par des combustibles gazeux (gaz renouvelable et hydrogène) utilisant 200 TWh de ressources biomasse brutes ;
- 580 TWh par de l'électricité (hors production d'hydrogène).



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



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

Cette partie présente l'évolution de la consommation d'énergie en France ces 15 dernières années et analyse les déterminants de l'évolution des consommations pour identifier les leviers de politique publique à la disposition de l'Etat pour réduire ces consommations.

Les projections sur les consommations à 2023 et 2028 sont établies grâce à un scénario qui intègre les mesures de politique publique décrites dans cette partie dans la limite des capacités de modélisation mises à disposition.

Les hypothèses macro-économiques retenues

Un scénario a été élaboré sur la base de l'évolution des paramètres macro-économiques considérée comme la plus probable. Conformément à la loi, un scénario intégrant des hypothèses macro-économiques différentes a également été élaboré. Le choix fait a été de simuler systématiquement une évolution des paramètres ayant un effet à la hausse sur les consommations d'énergie. Les paramètres macro-économiques ayant été modifiés sont la croissance de la population, le PIB et le prix des énergies.

Population

Le scénario d'évolution de la population française considéré comme le plus probable est le scénario central des travaux de projections de l'Insee. L'hypothèse de paramétrisation alternative simulée s'appuie sur le scénario haut des projections de l'INSEE.

Année	2015	2020	2025	2030
Nombre d'habitants en métropole (scénario central)	64 293	65 684	66 918	68 064
Nombre d'habitants en métropole (scénario haut)	64 334	66 058	68 093	70 151

Tableau 1 : Evolution de la démographie (en milliers)

Prix des énergies

Le scénario considéré comme le plus probable concernant l'évolution des prix internationaux d'import des énergies en France suit la recommandation de la Commission Européenne³. L'hypothèse de paramétrisation alternative considère des prix des énergies 10% plus faibles.

	2015	2020	2025	2030
Pétrole (Brent crude oil)	48,19	75,01	85,15	93,8
Charbon (CIF ARA 6000)	11,47	14,31	17,09	20,51
Taux de croissance annuel moyen (tcam) pétrole		9,25%	2,57%	1,95%
tcam charbon		4,52%	3,61%	3,72%
Gaz (NCV, CIF moyenne EU import)	38,8	48,25	52,21	56,77
tcam gaz		4,46%	1,59%	1,69%

Tableau 2 : Prix d'importation des combustibles (en €2013 contant par baril équivalent pétrole)

3. « EU reference scenario » de 2016



AMÉLIORATION DE L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE ET BAISSÉ DES CONSOMMATIONS D'ÉNERGIE FOSSILE

PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE

2019-2023 2024-2028

La modélisation des prix des énergies pour les consommateurs finaux intègre également des éléments sur le coût des réseaux et sur le niveau de taxe, en particulier sur le carbone.

Fiscalité

Fiscalité du carbone sous ETS

Les valeurs de prix du carbone pour le système d'échange de quotas européens (ETS) sont issues du cadrage de la Commission européenne du rapport intitulé « EU reference scenario » de 2016. L'évolution de la fiscalité n'a pas fait l'objet d'hypothèse alternative.

2015	2020	2025	2030
7,5	15	22,5	33,5

Tableau 3 : Prix du carbone européen dans le système d'échange de quotas européen en €2013 constant/tCO₂

Concernant les secteurs non couverts par l'ETS, certains sont soumis à une fiscalité carbone propre, la composante carbone de la TICPE. D'autres sont exonérés ou sont soumis à des taux réduits.

Composante carbone au sein de la TICPE

Contrairement au prix de l'ETS qui s'inscrit dans un cadre européen et constitue un élément de cadrage exogène aux mesures de la SNBC, la fiscalité carbone fait partie des mesures des scénarios : dans le scénario simulé, la trajectoire retenue est celle prévue initialement pour le quinquennat, qui atteint 86,2 €/tCO₂ en 2022. Pour 2030, l'hypothèse simulée est l'atteinte de 225 €/tCO₂⁴.

Croissance de l'économie

Certains modèles technico-économiques utilisés prennent en donnée d'entrée l'évolution du produit intérieur brut (PIB). Jusqu'en 2035, il s'agit du cadrage de l'UE pour la France⁵. Le taux de croissance retenu se situe dans le bas de la fourchette des scénarios du COR (Conseil d'Orientation des Retraites).

2015-2020	2020-2025	2025-2030
1,6	1,3	1,4

Tableau 4 : Taux de croissance annuel moyen du PIB (en volume) en %

L'hypothèse alternative concernant le PIB a été de considérer un taux de croissance de 1,7 %/an sur l'ensemble de la période 2015-2028.

Evolution de la valeur ajoutée industrielle :

2015-2020	2020-2025	2025-2030
1,4	1,0	1,1

Tableau 5 : Taux de croissance annuel moyen de la valeur ajoutée de l'industrie manufacturière (en%)

L'hypothèse retenue est cadrage de l'UE pour la France. L'évolution de la valeur ajoutée industrielle étant liée à celle du PIB, les dynamiques sont proches pour ces deux paramètres.

4. Cette hypothèse utilisée pour la simulation ne préjuge pas de la trajectoire de fiscalité qui sera in fine retenue.

5. La modélisation macro-économique finale fournit une projection du PIB qui est différente des données de PIB utilisées en entrée. Un bouclage total n'est à ce stade pas disponible.



Encadré 2: Les scénarios utilisés pour modéliser la demande

Le scénario énergétique du Ministère de la Transition Ecologique et Solidaire (MTES) considéré comme le plus probable dans les travaux de la PPE correspond au scénario « Avec mesures supplémentaires » de la SNBC pour la période qui est la sienne. Il sera mentionné comme « Scénario de référence ». Dans le cadre de la PPE, les paramètres macro-économiques que sont le PIB, la croissance démographique et le prix des énergies sont modifiés pour fournir des ordres de grandeur d'efforts supplémentaires qui devraient être faits pour tenir les objectifs de politique publique en cas de situation économique différente.

Les projections ont été réalisées à l'horizon 2050 avec des points de passage intermédiaire en 2015, 2020, 2025, 2030 et 2050. On en tire les perspectives pour l'horizon de la PPE : 2023 et 2028. Les scénarios sont le fruit de l'articulation de plusieurs modèles. Ils sont réalisés en deux étapes :

1. Réalisation de modélisations sectorielles technico-économiques

Ces modèles prennent en entrée les données de cadrage macro-économique, les données d'évolution de coût des technologies ainsi que les données associées aux choix de politiques publiques. Une partie des modélisations concernent uniquement des consommations d'énergie :

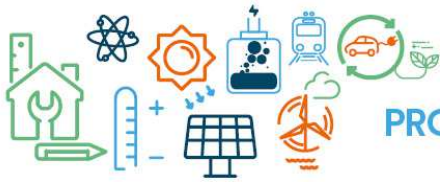
- Dans le secteur des bâtiments, le MTES a recours aux modèles MENFIS pour le résidentiel et le modèle tertiaire du Commissariat général au développement durable (CGDD) ;
- Dans le secteur des transports, le modèle MODEV permet de donner des estimations de trafic et des parts de modes de transport. Il est complété par des modélisations sur les parcs de véhicules réalisées par la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) et la Direction générale des infrastructures de transport et de la mer (DGITM) ;
- Dans l'agriculture, le modèle CLIM'AGRI de l'ADEME permet d'obtenir les consommations d'énergie du secteur agricole.

2. Agrégation des résultats sectoriels énergétiques à l'aide du modèle MEDPRO

Cette étape permet notamment de quantifier les consommations des usages qui seraient absents des modélisations sectorielles comme l'industrie. C'est aussi lors de cette étape que les résultats de modélisation sont repris et corrigés afin de correspondre au périmètre du bilan énergétique de la France.

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

La consommation d'énergie finale française a cru régulièrement jusqu'en 2001, date à laquelle elle a été stabilisée, traduisant tout à la fois les mutations de l'économie française et l'efficacité des politiques publiques en faveur de l'amélioration de l'efficacité énergétique de la France. A partir de 2009, du fait de la crise économique notamment, la consommation finale d'énergie à des fins énergétiques a légèrement baissé. Les politiques de maîtrise de la demande en énergie ont permis d'endiguer la hausse de consommation d'énergie liée à la hausse de la population et à la croissance économique, mais n'ont pas encore permis de réduire durablement le total des consommations.



AMÉLIORATION DE L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE
ET BAISSÉ DES CONSOMMATIONS D'ÉNERGIE FOSSILE

PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE

2019-2023 2024-2028

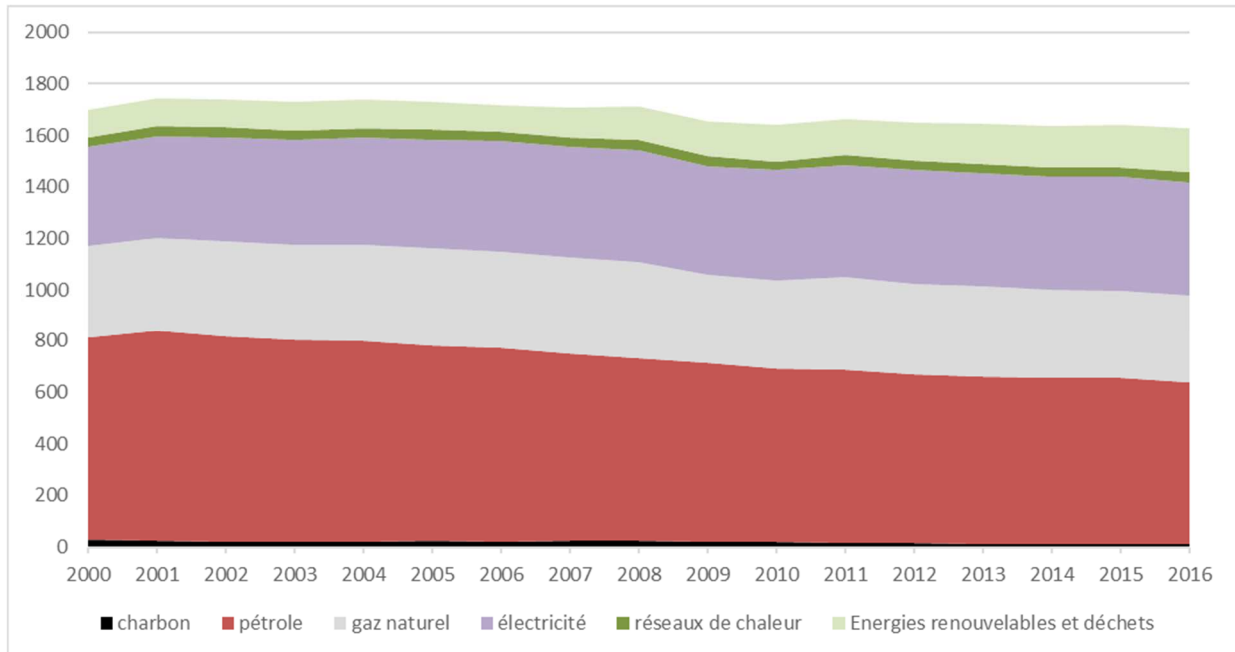
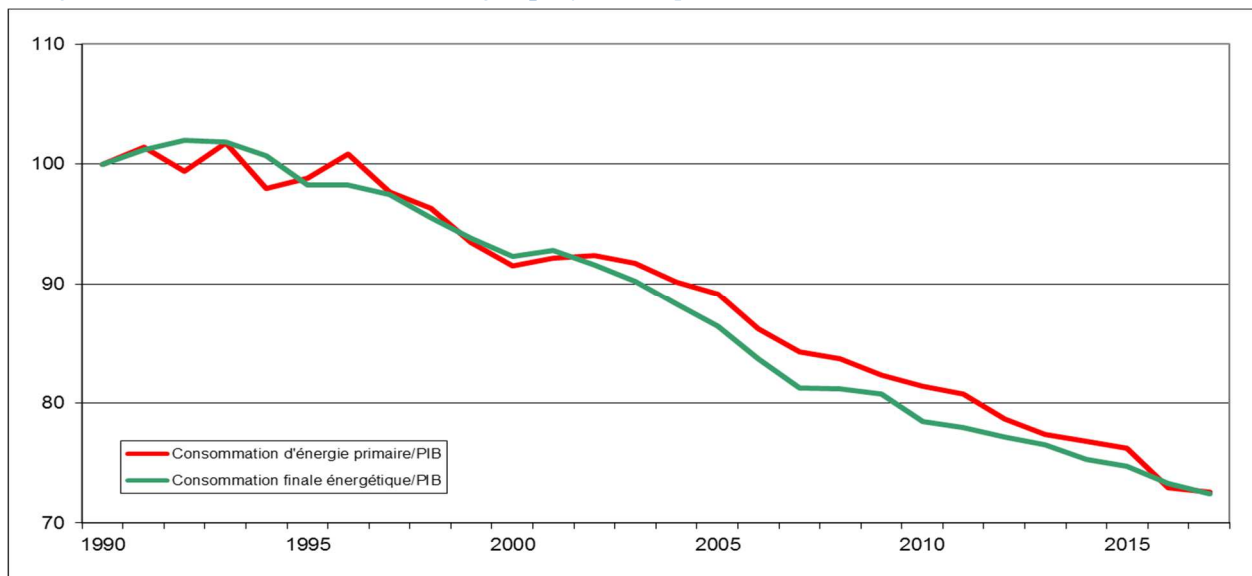


Figure 2 : Consommation finale à usage énergétique par forme d'énergie — données corrigées des variations climatiques, en TWh. Source : calculs SDES, à partir des sources par énergie

*L'intensité énergétique finale est le ratio entre la consommation finale d'énergie et le PIB (produit intérieur brut). Plus l'indicateur est faible et plus l'économie tire de valeur ajoutée de l'utilisation de l'énergie. La baisse annuelle moyenne de l'intensité énergétique depuis 2004 permet qu'il s'établisse désormais à - 1,4% par an.

Figure 3. Évolution de l'intensité énergétique finale et primaire 1990-2017 (indice) Source : SDES



En application de l'article 3 de la directive 2012/27/UE relative à l'efficacité énergétique, la France s'est fixé le double objectif de réduire sa consommation énergétique à 1528 TWh d'énergie finale et 2557 TWh d'énergie primaire en 2020 (hors transport aérien international, hors usages non énergétiques). En 2016, la consommation finale à usage énergétique (hors transport aérien international) corrigée des variations climatiques s'élevait à 1633 TWh. Le graphe ci-dessous décrit les progrès réalisés en vue de l'atteinte de ces objectifs (données corrigées des variations climatiques – exprimées en base 100).



AMÉLIORATION DE L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE
ET BAISSÉ DES CONSOMMATIONS D'ÉNERGIE FOSSILE

PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE

2019-2023 2024-2028

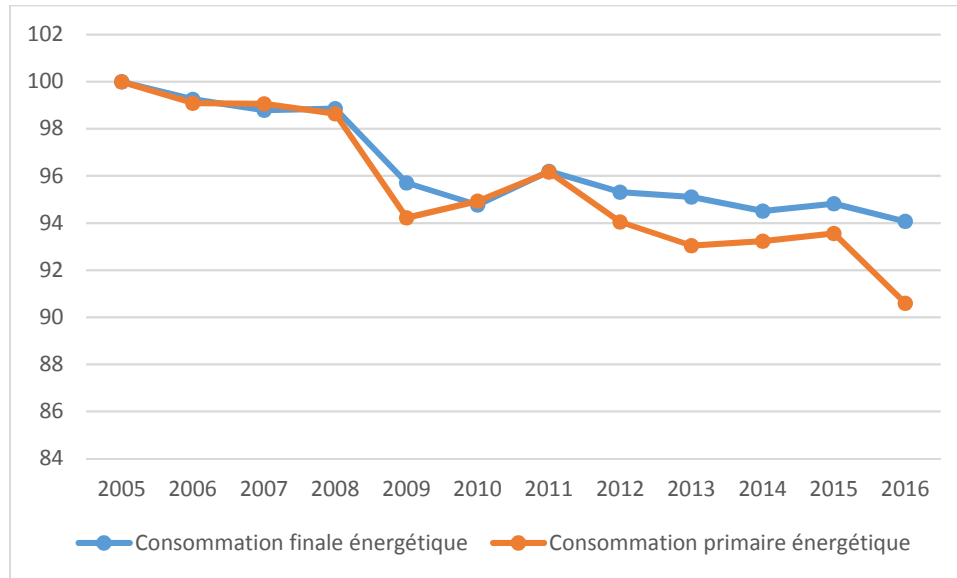


Figure 4 : Evolution de la consommation d'énergie finale et de la consommation primaire d'énergie (indice base 100 en 2005) – Source SDES

Si la France s'inscrit globalement dans un mouvement de réduction de sa consommation énergétique finale, le rythme actuel est insuffisant pour atteindre l'objectif à 2020 de la directive efficacité énergétique. Le scénario de référence indique que l'objectif pour 2020 ne serait atteint qu'en 2026. L'atteinte des objectifs pour 2020 nécessiterait une montée en puissance rapide des mesures engagées ou nouvelles.

Les analyses permettant de décomposer les facteurs à l'origine de l'évolution de la consommation énergétique finale montrent que les politiques d'efficacité énergétique ont conduit à d'importants volumes d'économies d'énergie compensant les effets liés à la hausse de la démographie ou à la hausse du PIB (voir graphique ci-après)⁶.

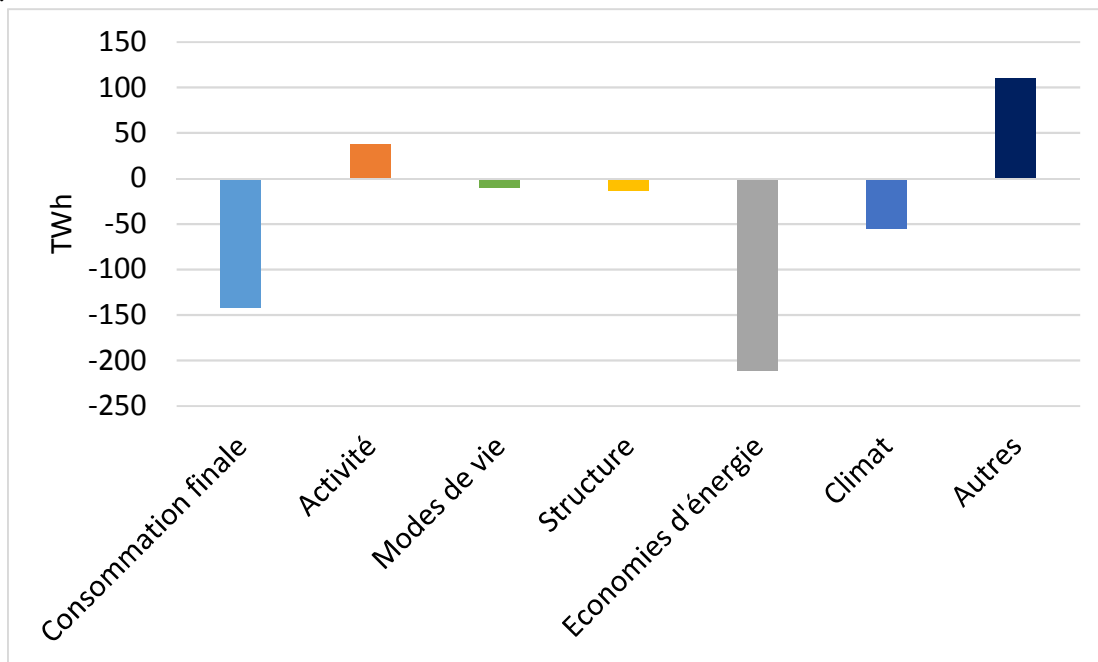


Figure 5. Décomposition de l'évolution de la consommation énergétique finale de la France entre 2005 et 2015 (en Mtep) (source : Odyssee, 2018)

6. <http://www.indicators.odyssee-mure.eu/decomposition.html>



AMÉLIORATION DE L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE
ET BAISSÉ DES CONSOMMATIONS D'ÉNERGIE FOSSILE

PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE

2019-2023 2024-2028

Le montant global du marché des services énergétiques et d'efficacité énergétique, hors fourniture d'énergie, est estimé à 8,4 Mds€ en 2015 (près de 13,5 Mds€ en incluant la fourniture d'énergie et les services contributeurs à l'efficacité énergétique).

	Fourniture énergie (1)	Services contributeurs à l'efficacité énergétique (2)	Services énergétiques (3)	Services efficacité énergétique (4)	Total
Analyse du patrimoine		403			403
Etude et ingénierie		1 748			1 748
Exploitation	2 861	-	6 866	1 577	11 304
Total	2 861	2 151	6 866	1 577	13 455

(1) Exemple : approvisionnement énergétique de chaufferies collectives ; (2) Exemple : diagnostic de performance énergétique, conseil en orientation énergétique ; (3) maintenance chauffage individuel ; (4) Exemple : comptage tertiaire et industriel.

Tableau 6. Synthèse des marchés liés aux services énergétiques et d'efficacité énergétique (en millions d'euros) (Source: ADEME/ GALLILEO – 2016)

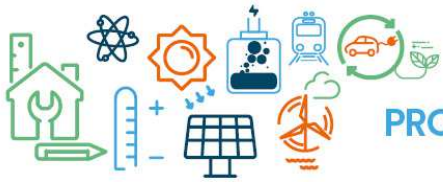
Le marché des audits et diagnostics énergétiques est évalué en 2015 à 212 M€. Les services d'efficacité énergétique liés au comptage et sous-comptage représentent un marché de 232 M€. Les services énergétiques liés à l'exploitation des chaufferies collectives (hors approvisionnement énergétique) sont évalués à 2,8 Mds€, et les services d'efficacité énergétique concernant ces chaufferies représentent un marché de 1 Mds€. Le marché des contrats de performance énergétique (CPE) est évalué à 208 M€, auxquels s'ajoutent 60 M€ relatifs aux CPE conclus dans le cadre de partenariats publics-privés pour l'éclairage public.

La réduction des consommations d'énergie est le premier pilier de la transition énergétique. C'est pourquoi les mesures à prendre doivent être à la hauteur de l'enjeu pour entraîner les changements de comportements et de décisions.

En 2016, la consommation d'énergie se répartissait de la façon suivant selon le bilan de l'énergie :

	Charbon	Produits pétroliers raffinés	Gaz (PCI)	EnR Thermiques et déchets	Electricité	Chaleur vendue	Total
Industrie	11	26	114	18	117	16	302
Transports		462	1	35	11		509
Résidentiel	0	67	140	105	159	14	486
Tertiaire	1	33	80	10	146	9	279
Agriculture		39	3	2	9		52
Total	12	588	335	168	433	39	1628

Tableau 7 : Consommation finale d'énergie par secteur et par vecteur en 2016 (TWh)



AMÉLIORATION DE L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE
ET BAISSÉ DES CONSOMMATIONS D'ÉNERGIE FOSSILE

PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE

2019-2023 2024-2028

Donner un juste prix au carbone dans toute l'économie

Le prix du carbone doit permettre de modifier les choix des consommateurs d'énergie dans leurs achats ou leurs usages et d'accélérer le développement des technologies efficaces en les rendant plus compétitives que celles utilisant plus de fossiles. Le plan climat avait fixé une trajectoire d'évolution de la composante carbone de la fiscalité énergétique jusqu'à 86€/tCO₂eq en 2022. A la suite de l'annulation de la hausse pour 2019, une nouvelle trajectoire devra être définie, jusqu'à 2022 ainsi que sur la seconde période de la PPE.

La composante carbone actuelle ne couvre pas les industries intensives en énergie soumises à concurrence internationale qui sont soumises au système de quotas européen (ETS). Le prix du marché de quota n'est cependant pas encore suffisant pour entraîner des changements importants de modes de production. La France soutient en particulier la mise en place d'un mécanisme de prix-plancher du carbone au niveau européen pour accélérer la décarbonation de l'industrie.

Une action transversale sur l'efficacité énergétique : les certificats d'économie d'énergie

L'amélioration de l'efficacité énergétique repose notamment sur un mécanisme de marché : les certificats d'économie d'énergie (CEE). Ils font porter au fournisseur l'obligation de réaliser des actions d'efficacité énergétique, directement ou indirectement. Chaque action d'économie d'énergie provoquée par le dispositif des CEE est créditée de certificats qui peuvent ensuite être échangés pour répondre à l'obligation. Ce système permet de réaliser environ 530 TWh cumulés actualisés d'économie d'énergie par an en générant entre 2 et 3 Mds€ d'investissements.

La PPE prévoit de prolonger le dispositif de CEE sur toute la période couverte, en fixant l'objectif en fonction du gisement estimé.

Le scénario de projection énergétique permet d'anticiper une évolution de la consommation finale d'énergie. La figure suivante présente la zone dans laquelle devrait se trouver la consommation finale d'énergie, les courbes indiquant les extrêmes liés à des situations macroéconomiques différentes. Le détail de l'évolution par secteurs figure dans les parties suivantes. Dans le scénario de référence, la PPE devrait permettre de réduire de 14% les consommations finales d'énergie en 2028 par rapport à 2012.

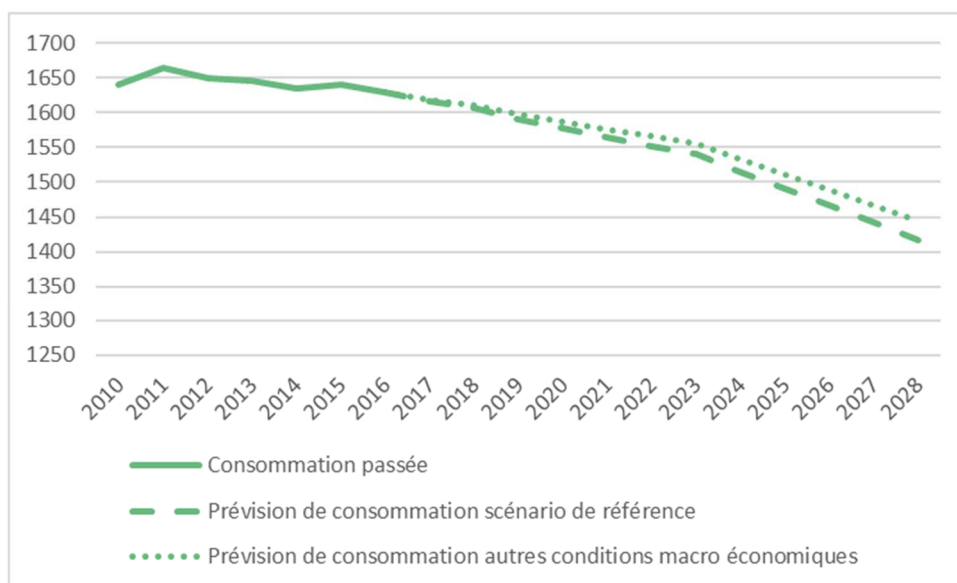


Figure 6 : Evolution passée (2010-2016) et à venir (2016-2028) de la consommation finale d'énergie suite à la mise en œuvre de la PPE (TWh)

Le tableau ci-dessous reprend les objectifs de consommation d'énergie finale qui devraient être atteints grâce à l'ensemble de toutes les mesures de maîtrise de l'énergie (mesures développées dans la partie sectorielle comprises).



AMÉLIORATION DE L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE
ET BAISSÉ DES CONSOMMATIONS D'ÉNERGIE FOSSILE

PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE

2019-2023 2024-2028

Objectifs de réduction de la consommation finale d'énergie et mesures

	2017	2023	2028
Consommation finale d'énergie (TWh)	1643	1540	1420
% de réduction par rapport à 2012	0,4%	6,6%	14%

Pour atteindre ces objectifs, des mesures sectorielles vont être prises mais également des mesures transversales :

- Définir une nouvelle trajectoire de prix du carbone (composante carbone de la fiscalité énergétique) en tenant compte des retours du grand débat national du 1^{er} trimestre 2019 ;
- Définir d'ici début 2020 l'objectif et les modalités des deux prochaines périodes du dispositif des Certificats d'économies d'énergie (CEE) sur la base d'une analyse des gisements d'économies d'énergie ;
- Soutenir une politique européenne ambitieuse et efficace en matière d'écoconception des produits liés à l'énergie, et d'étiquetage énergétique de ces produits ;
- Promouvoir un prix-plancher du carbone au niveau européen ainsi que la fixation d'un prix du carbone pour tous les secteurs hors du système européen des quotas carbone.

Les mesures ont été adoptées sur la base des estimations du scénario de référence. Si la situation économique évoluait différemment, à mesures inchangées, la consommation d'énergie finale totale pourrait augmenter jusqu'à 34 TWh en 2028, soit une augmentation de 2,3 % de la consommation. Le gouvernement suivra l'évolution de la consommation et évaluera si les objectifs escomptés sont en cours de réalisation et s'il y a lieu de prendre des mesures politiques supplémentaires afin d'atteindre l'objectif fixé.

2.2. Baisse de la consommation d'énergie finale – Approche sectorielle

Les secteurs n'ont pas tous le même impact sur la consommation finale d'énergie : les deux plus gros contributeurs sont les transports et le résidentiel tertiaire, suivis par l'industrie. La consommation d'énergie dans l'industrie a connu une baisse en 2008 au moment de la crise et est stable depuis. Les consommations d'énergie dans les transports et le résidentiel-tertiaire sont stables.

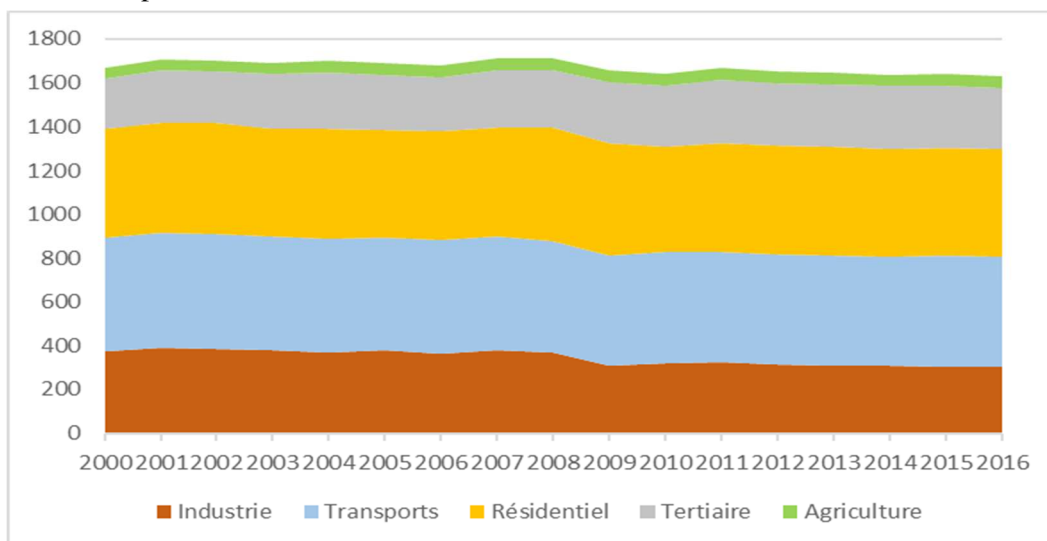
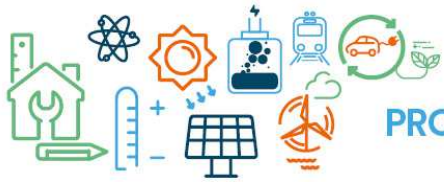


Figure 7 : Evolution de la consommation finale énergétique par secteur – données corrigées des variations climatiques, en TWh. Source : calculs SDES, d'après les sources par énergie.



AMÉLIORATION DE L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE
ET BAISSÉ DES CONSOMMATIONS D'ÉNERGIE FOSSILE

PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE

2019-2023 2024-2028

2.2.1. Secteur Bâtiments : résidentiel et tertiaire

Résidentiel

La consommation finale du secteur résidentiel est assez stable depuis 10 ans. Les effets à la baisse de l'amélioration de l'efficacité énergétique des nouveaux bâtiments et de la rénovation des bâtiments existants sont contrebalancés par l'augmentation du nombre d'habitations occupées (croissance démographique, décohabitation).

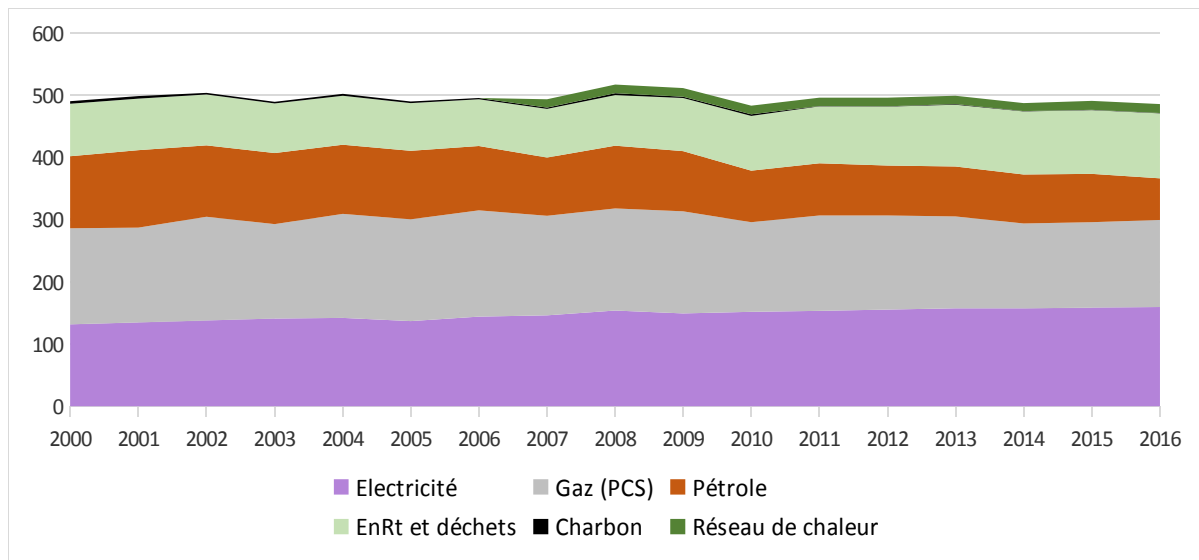


Figure 8 : Consommation finale d'énergie dans le secteur résidentiel – données corrigées des variations climatiques, en TWh. Source : Calculs SDES, d'après les sources par énergie⁷.

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.

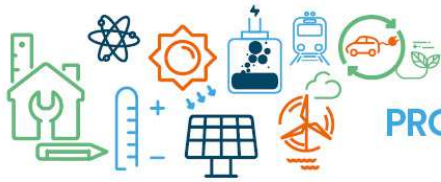
Encadré 3 : Le plan de rénovation énergétique du bâtiment

Le plan de rénovation énergétique du bâtiment fait de la rénovation énergétique une priorité nationale et prévoit notamment de :

- Créer un fonds de garantie de plus de 50 millions d'euros pour aider 35 000 ménages aux revenus modestes par an ;
- Simplifier les aides pour tous les Français en rendant forfaitaire le crédit d'impôt et en adaptant l'écoprêt 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).

7. La chaleur en provenance des réseaux de chaleur n'est isolée que depuis 2000.



AMÉLIORATION DE L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE
ET BAISSÉ DES CONSOMMATIONS D'ÉNERGIE FOSSILE

PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE

2019-2023 2024-2028

Tertiaire

Les consommations d'énergie dans le tertiaire ont crû jusqu'en 2011, date à laquelle les politiques de maîtrise de l'énergie ont permis de stabiliser la demande. Depuis, l'évolution est assez stable avec une tendance légère à la baisse.

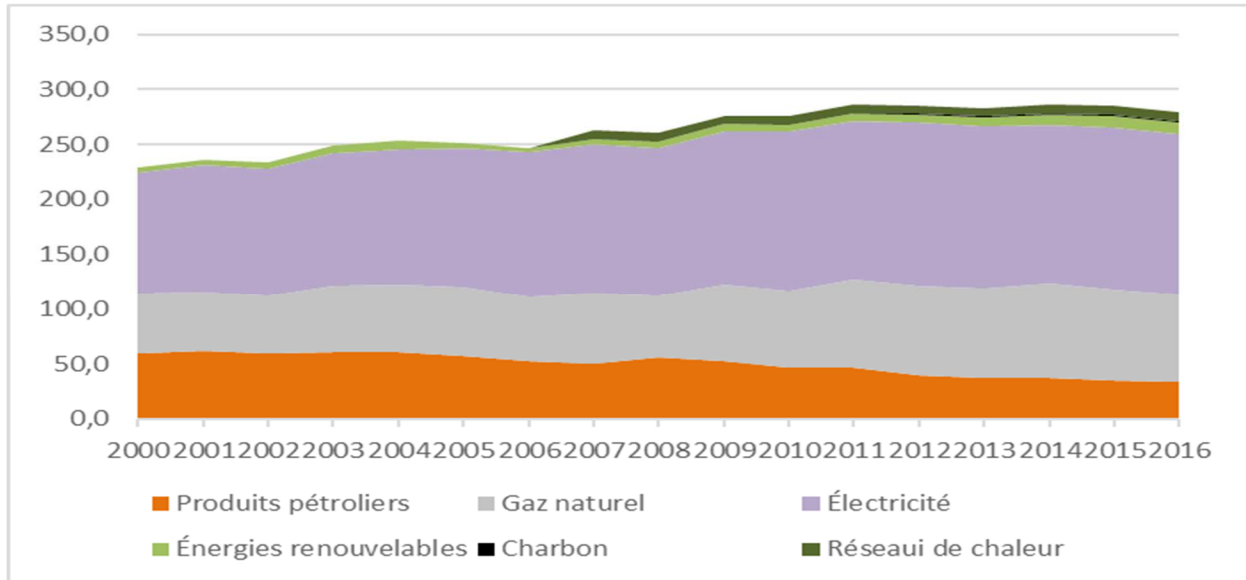


Figure 9 : Consommation finale énergétique du secteur tertiaire — Données corrigées des variations climatiques, en TWh. Source : calculs SDES, d'après les sources par énergie

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.

Vers une baisse de 12 % des consommations du secteur du bâtiment et une augmentation de 50 % de la chaleur renouvelable d'ici 2028.

Dans le scénario de référence, le renforcement progressif de la réglementation environnementale pour la construction neuve a été intégré, en particulier via l'introduction d'un critère d'émissions de gaz à effet de serre sur l'ensemble du cycle de vie du bâtiment. Le rythme de rénovation atteint environ 300 000 rénovations complètes équivalentes⁸ en moyenne sur la période 2015-2030 (soit environ 1 000 000 de gestes de rénovation⁹ par an).

Le mix énergétique évolue progressivement vers moins d'intensité carbone avec notamment un recours croissant aux pompes à chaleur et aux réseaux de chaleur urbain. Des gains d'efficacité de l'ensemble des équipements utilisés dans les bâtiments sont supposés.

Le scénario recourt également à une baisse du besoin énergétique sur certains postes grâce à la diffusion de technologies permettant de le réduire (système de gestion intelligent, mitigeur efficace...), à une organisation

8. Le gain énergétique réalisé lors d'une rénovation complète équivalente correspond au gain réalisé lors de la rénovation de l'ensemble d'un bâtiment à un niveau performant. Le scénario ne suppose pas de répartition entre rénovation par étapes ou rénovation une fois.

9. Le nombre de gestes de rénovation indiqué inclut l'ensemble des gestes réalisés sur les parois opaques (murs, toitures...) mais pas les gestes sur les fenêtres.



AMÉLIORATION DE L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE
ET BAISSÉ DES CONSOMMATIONS D'ÉNERGIE FOSSILE

PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE

2019-2023 2024-2028

des bâtiments différente (design bioclimatique...) ou à des comportements individuels vertueux (température de chauffage abaissée de 1°C à l'horizon 2050).

La figure suivante présente la zone dans laquelle devrait se trouver la consommation finale d'énergie du secteur du bâtiment, les courbes indiquant les extrêmes liés à des situations macroéconomiques différentes.

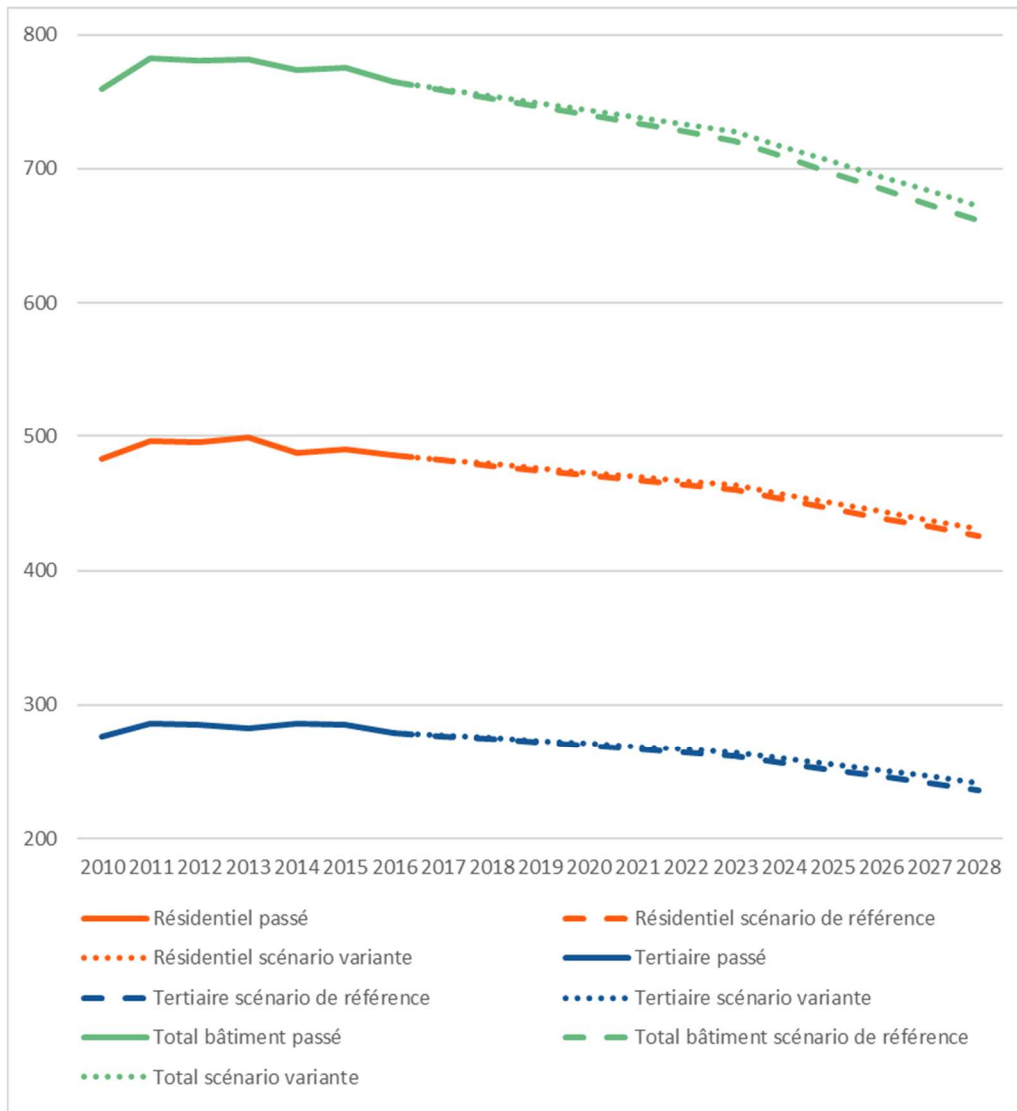


Figure 10 : Evolution passée (2010-2016) et à venir (2018-2028) de la consommation finale d'énergie dans le bâtiment suite à la mise en œuvre de la PPE (TWh)



AMÉLIORATION DE L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE
ET BAISSÉ DES CONSOMMATIONS D'ÉNERGIE FOSSILE

PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE

2019-2023 2024-2028

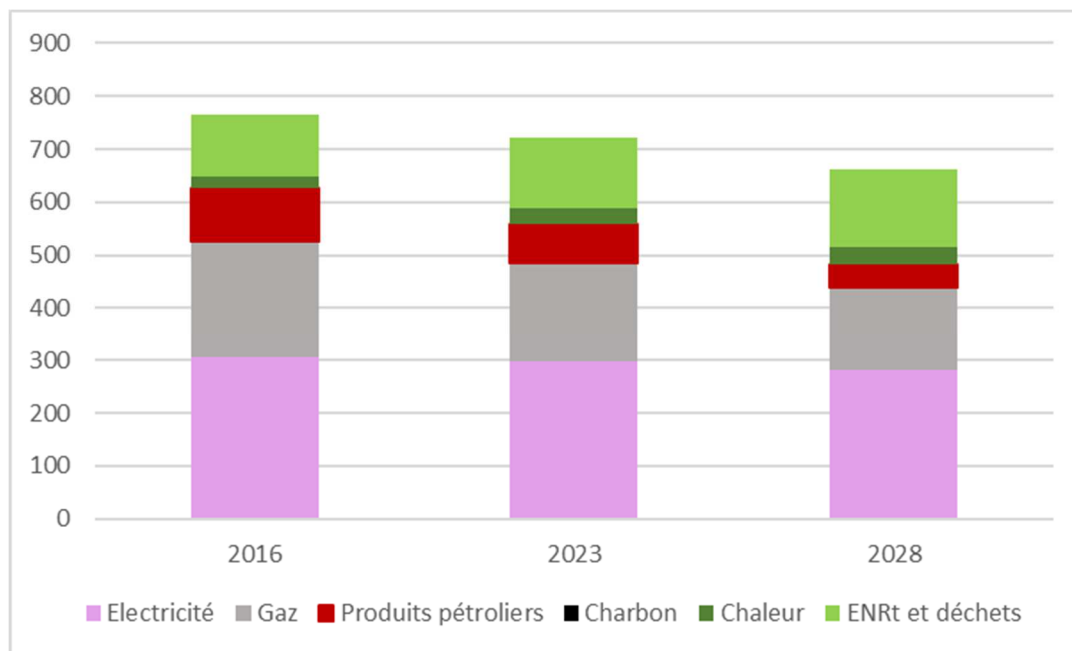


Figure 11 : Evolution à venir de la consommation finale d'énergie dans le bâtiment suite à la mise en œuvre de la PPE par vecteur énergétique (TWh) dans le scénario de référence

Objectif de réduction de la consommation d'énergie finale dans le secteur du bâtiment et mesures pour l'atteindre

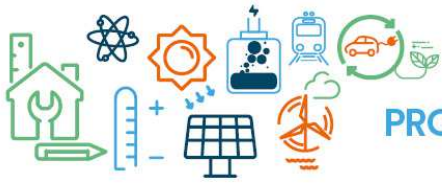
	2016	2023	2028
Consommation d'énergie finale du bâtiment (TWh)	748	721	661

Mesures pour réduire les consommations d'énergie dans le bâtiment :

- Mettre en œuvre le Plan de rénovation énergétique des bâtiments.

Pour les professionnels :

- Travailler avec les professionnels du bâtiment et de l'immobilier, les ONG, les collectivités territoriales et les entreprises de l'énergie, sous la bannière FAIRE pour mieux identifier les solutions pertinentes de rénovation pour les ménages, déclencher davantage le passage à l'acte en renforçant la connaissance et la confiance des ménages, et articuler au mieux les aides et les financements existants ;
- Finaliser et mettre en œuvre la nouvelle réglementation environnementale des bâtiments notamment en :
 - Rendant obligatoire un taux minimum de chaleur renouvelable dans tous les bâtiments neufs (individuel, collectif, tertiaire) dès 2020 ;
 - Actualisant les facteurs de conversion en énergie primaire de l'électricité 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 ;
 - Intégrant un critère sur les émissions de gaz à effet de serre sur l'ensemble du cycle de vie du bâtiment, veillant à limiter l'effet sur la pointe électrique ;



AMÉLIORATION DE L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE ET BAISSÉ DES CONSOMMATIONS D'ÉNERGIE FOSSILE

PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE

2019-2023 2024-2028

- Pour les bâtiments tertiaires, appliquer des obligations d'efficacité énergétique aux bâtiments tertiaires existants à hauteur de 40 % en 2030, en visant tous les secteurs d'activité et en limitant les dérogations aux seuls bâtiments de moins de 1 000 m² ;

Pour les particuliers :

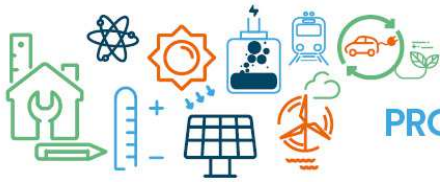
- Rendre le Crédit d'impôt pour la transition énergétique (CITE) plus efficace via un nouveau barème forfaitaire en 2020, qui tiendra compte de l'efficacité énergétique des actions et sera défini après une large concertation avec les acteurs de la filière ;
- Elargir le CITE aux propriétaires-bailleurs en 2020.
- Elargir le CITE dès 2019 pour les ménages modestes à la main d'œuvre pour l'installation d'équipements de chaleur renouvelable ainsi qu'à la dépose de cuves à fioul ;
- Faire verser le CITE par l'ANAH au moment des travaux, pour les ménages des quatre premiers déciles (périmètre actuel des aides de l'ANAH). Le taux d'aides sera bonifié pour ces ménages, afin que les aides publiques constituent un véritable déclencheur de travaux pour sortir de la précarité énergétique ;
- Maintenir le taux de TVA à 5,5% pour les travaux de rénovation énergétique éligibles au CITE et travaux liés ;
- Permettre à l'ecoPTZ de s'appliquer au forfait pour des travaux monogestes, (exemple : installation d'un chauffage central alimenté par des énergies renouvelables, sans bouquet de travaux) ;
- Financer à 100% un audit énergétique pour les ménages modestes propriétaires de logements passoires thermiques (Diagnostics de performance F ou G). Rendre cet audit obligatoire avant la mise en location d'un logement privé de catégorie F ou G ainsi que lors de la mutation d'un logement classé F ou G, d'ici 2021, pour inciter les propriétaires à engager les travaux.

Les mesures dans le bâtiment ont été adoptées sur la base des estimations du scénario de référence. Si la situation économique évoluait différemment, à mesures inchangées, la consommation d'énergie pourrait augmenter jusqu'à 12 TWh supplémentaires (6 TWh dans le résidentiel et 6 TWh dans le tertiaire). Pour maintenir le même niveau de consommation d'énergie dans le secteur du bâtiment, le gouvernement devrait prendre des mesures politiques supplémentaires afin d'atteindre l'objectif fixé. Les ordres de grandeur pourraient aller jusqu'à rénover :

- 25 000 logements supplémentaires par an pour atteindre 300 000 logements supplémentaires sur l'ensemble de la période, soit 1,5% du parc ;
- 1,25 Mm² supplémentaires par an dans le tertiaire pour atteindre 15Mm² supplémentaires, soit 1,5% du parc.

2.2.2. Secteur Transports

En 2016, la consommation finale énergétique pour des usages de transport est stable par rapport à 2015 et atteint 509 TWh. Cette stabilisation suit deux années de hausse (+ 1,5 % entre 2013 et 2015). Sur un plus long terme, après une période de croissance entre 1990 et 2001 (+ 1,5 % en moyenne annuelle), la consommation s'effritait lentement depuis, de 0,3 % par an en moyenne entre 2001 et 2013. Cette stabilité de la consommation en 2016 contraste avec la croissance soutenue du trafic, tant du transport de voyageurs (+ 2,3 % en voyageurs-kilomètres), que de marchandises (+ 1,2 % en voyageurs-kilomètres). Les premiers chiffres relatifs à 2017 donnent plutôt une tendance à la hausse.



AMÉLIORATION DE L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE
ET BAISSÉ DES CONSOMMATIONS D'ÉNERGIE FOSSILE

PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE

2019-2023 2024-2028

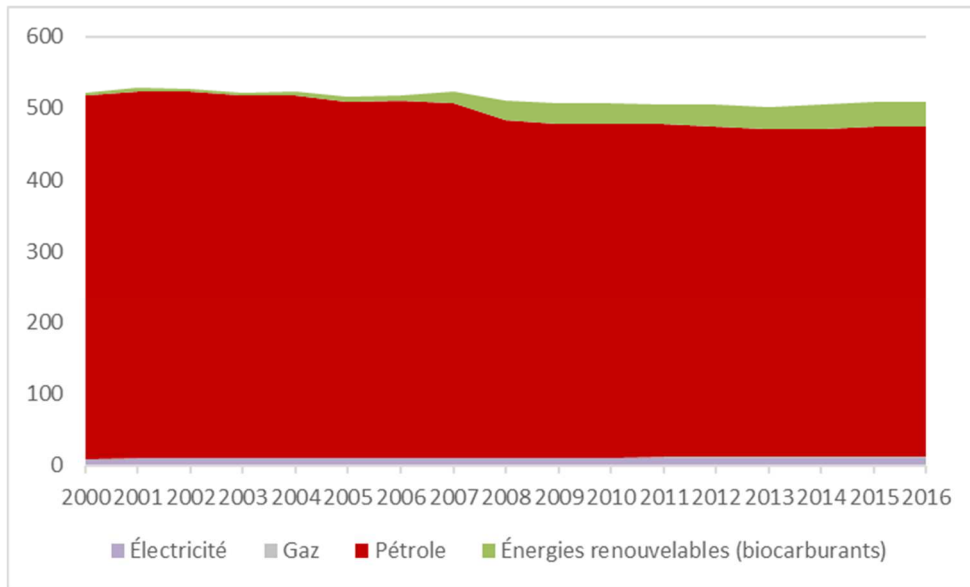


Figure 12 : Consommation finale énergétique des transports, en TWh. Source : calculs SDES, d'après les sources par énergie

La consommation d'énergie des transports est également relativement stable, ce qui montre l'importance de l'amélioration du système dans son ensemble car les besoins en mobilité croissent fortement :

- Le transport intérieur de marchandises (tous modes confondus) a fortement augmenté jusqu'à la crise de 2008, puis s'est relativement stabilisé autour de 330 milliards de tonnes-kilomètres (338,4 milliards de t.km en 2016).
- Depuis 1990, le volume total des transports intérieurs de voyageurs a augmenté de manière régulière pour l'ensemble des modes. Après une forte croissance dans les années 1990, le trafic automobile s'est stabilisé entre 2000 et 2013 avant de ré-augmenter. Le trafic aérien intérieur métropole, après s'être contracté entre 2000 et 2005, s'est accru après 2010. Le trafic ferroviaire a fortement crû depuis l'an 2000, de même que les transports collectifs urbains. La figure ci-dessous illustre ces évolutions.

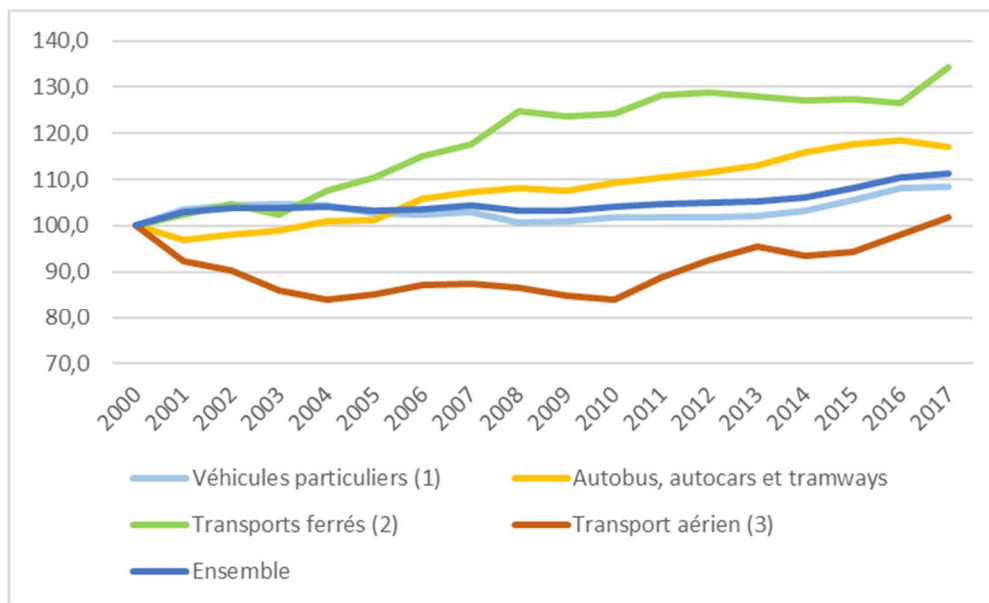


Figure 13 : Évolution des modes de transports intérieurs de voyageurs depuis 2000- Source : SDES

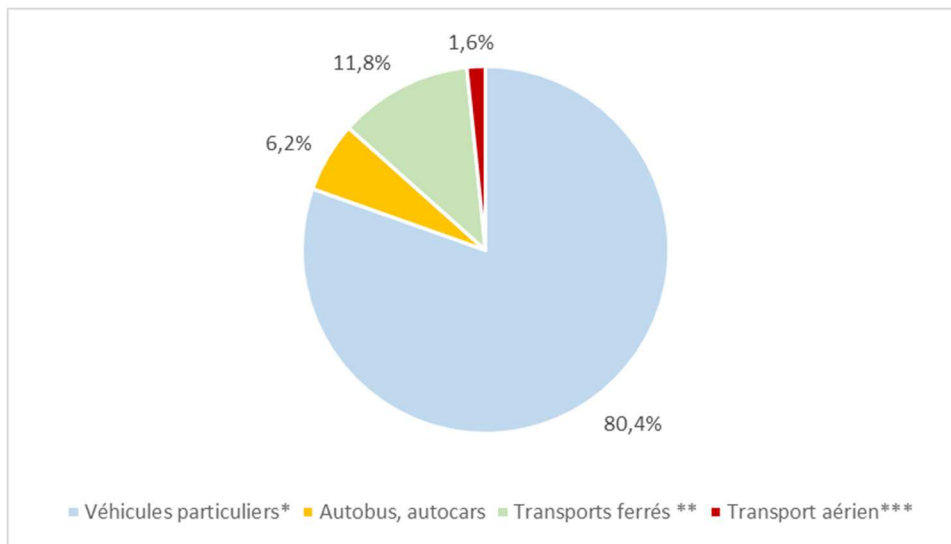


AMÉLIORATION DE L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE
ET BAISSÉ DES CONSOMMATIONS D'ÉNERGIE FOSSILE

PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE

2019-2023 2024-2028

Le mode routier représente près de 94 % des consommations énergétiques du secteur des transports en 2016. Cette part est stable depuis dix ans et est supérieure à celle de la route dans le trafic (85 % pour le fret, moins de 90 % pour les voyageurs).

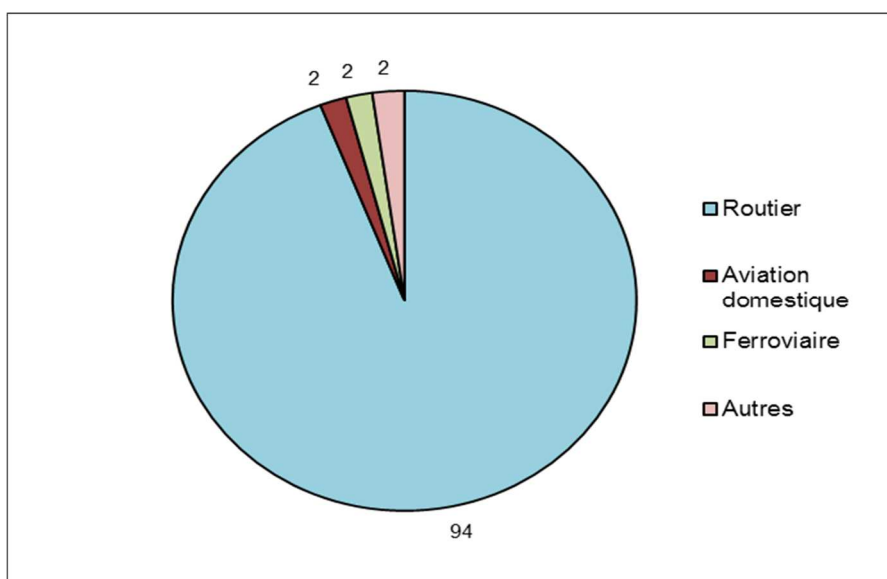


* y compris véhicules immatriculés à l'étranger et deux-roues motorisés.
** trains, métros, RER.
*** vols intérieurs à la métropole uniquement.

Figure 14: Répartition des transports intérieurs par mode en 2017 en voyageurs.kilomètres – Source SDES

Parmi les consommations énergétiques du transport routier, environ 60 % sont destinées au transport de voyageurs et 40 % au transport de marchandises. Le transport aérien domestique représente 2 % des consommations en 2016. En incluant le transport aérien international (soutes aériennes internationales), le transport aérien regroupe 15 % des consommations du transport. Le transport par rail (incluant le ferroviaire, les métros et tramways) représente seulement 2 % des consommations énergétiques du secteur. Cette part est largement inférieure à celle du ferroviaire dans le trafic de voyageurs et de marchandises, reflétant les meilleures performances énergétiques de ce mode par rapport à la route et l'aérien.

Le bouquet énergétique dans le secteur des transports est largement dominé (91 %) par les produits pétroliers, viennent ensuite les biocarburants (7 %) puis l'électricité (2 %).



Note : Les déplacements pris en compte sont uniquement ceux à l'intérieur du territoire métropolitain et excluent donc les soutes maritimes et aériennes internationales.

Figure 15 : Part de chaque mode dans la consommation finale énergétique des transports en 2016, en %. Source : calculs SDES, d'après les sources par énergie.

Les hypothèses sous-jacentes au secteur transport dans le scénario sont développées dans l'annexe 9 relative à la stratégie de développement de la mobilité propre (SDMP).



AMÉLIORATION DE L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE
ET BAISSÉ DES CONSOMMATIONS D'ÉNERGIE FOSSILE

PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE

2019-2023 2024-2028

Ce qu'intègre le scénario, c'est une électrification, qui est trois fois plus efficace que les solutions thermiques en termes de rendements énergétiques, en particulier pour les véhicules particuliers. On suppose une multiplication par 5 des ventes de véhicules électriques d'ici 2022. En 2030, le scénario atteint une part de 35 % de voitures particulières électriques et de 10 % de voitures particulières hybrides rechargeables dans les ventes (respectivement 27% et 7% en 2028). Des efforts importants sont également réalisés concernant l'efficacité des véhicules, en particulier les véhicules thermiques. Le scénario vise un niveau de 4l/100km dans les ventes en 2030. L'évolution des parcs de véhicules plus détaillée est présentée dans l'annexe 9 qui présente la stratégie de développement de la mobilité propre (SDMP).

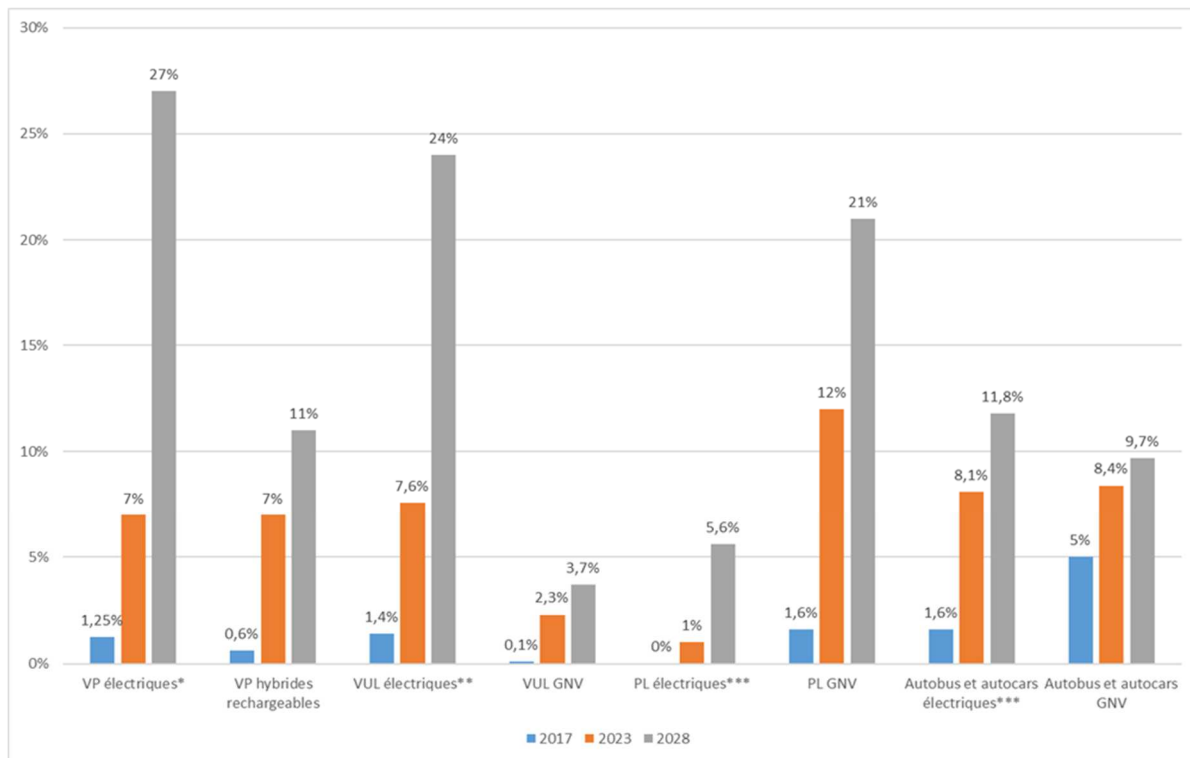


Figure 16 : Évolution des parts de marché au sein des immatriculations (véhicules neufs)

Le report modal vers des modes doux est encouragé, La part modale de la voiture diminue de 5 points entre 2015 et 2028, en particulier via la multiplication par 3,3 de la part modale du vélo d'ici 2024 puis par 4 à l'horizon 2028. Les transports collectifs se développent, dont la part modale augmente de 3 points. Le transport ferroviaire longue distance croît de 20 % entre 2015 et 2028 soit de +1,4 %/an ; les transports collectifs de proximité croissent de 30 % entre 2015 et 2028 soit de 2 %/an.

Vélo	Multiplication par 3 de la part modale du vélo dès 2024 et par 4 en 2028
Transports collectifs	+3 points de parts modales
Transports routiers (voyageurs)	5 points de report vers les modes actifs et les transports collectifs
Transports massifiés (fret)	Stabilisation des parts modales du fret ferroviaire et du fluvial

Tableau 8 : Évolution des parts modales 2015-2028

Le scénario fait l'hypothèse d'une maîtrise de la hausse du trafic à la fois pour le transport de personnes et pour le transport de marchandises. La mobilité voyageurs croît de 7 % entre 2015 et 2028 en lien avec la croissance économique et démographique. Cette croissance est toutefois différenciée entre modes de transports : si les transports collectifs croissent de +24 % et si la pratique du vélo quadruple, la mobilité en



AMÉLIORATION DE L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE
ET BAISSÉ DES CONSOMMATIONS D'ÉNERGIE FOSSILE

PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE

2019-2023 2024-2028

voiture particulière n'augmente que de 2 % entre 2015 et 2028, et le trafic en voitures particulières (en véhicules-kilomètres) baisse de 2 %, grâce à l'augmentation du taux d'occupation des véhicules. Le trafic de marchandises en tonnes-km tous modes confondus croît de 15 % entre 2015 et 2028. Le taux de chargement des poids lourds augmente de 9,75 à 10,40 tonnes par PL. Le trafic de poids lourds augmente ainsi de 8 % d'ici à 2028. Le trafic de véhicules utilitaires légers augmente de 8 % en 2028.

Véhicules particuliers	De 1,63 occupants en 2015 à 1,69 en 2028
Poids lourds	De 9,75 tonnes en 2015 à 10,4 tonnes par véhicule en 2028

Tableau 9 : Évolution du taux d'occupation des véhicules 2015-2028

L'évolution conjointe des trafics, des gains de performance énergétique des véhicules et du mix énergétique conduisent à une réduction des consommations énergétiques du secteur des transports. La figure suivante présente la zone dans laquelle devrait se trouver la consommation finale d'énergie du secteur du transport, les courbes indiquant les extrêmes liés à des situations macroéconomiques différentes.

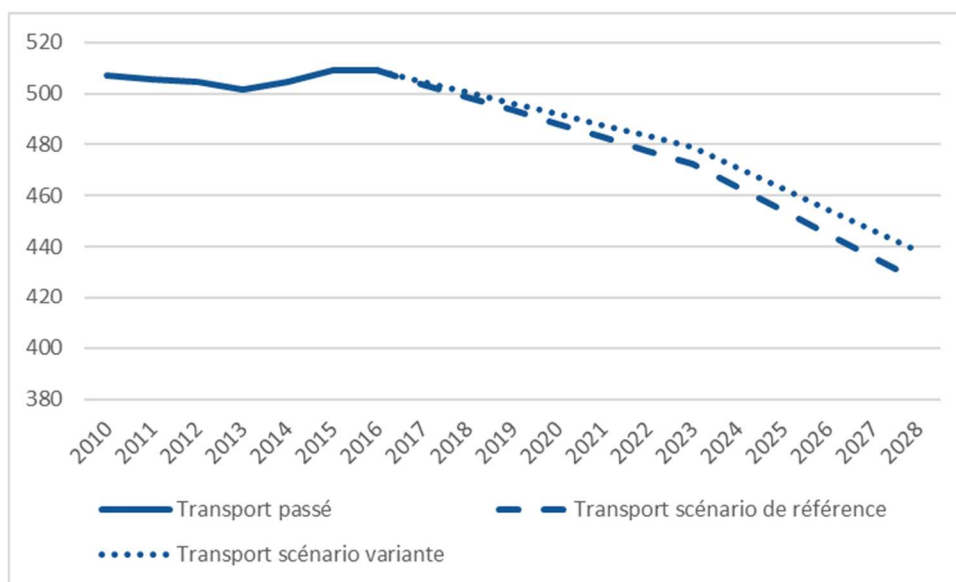


Figure 17 : Evolution passée (2010-2016) et à venir (2016-2028) de la consommation finale d'énergie dans les transports suite à la mise en œuvre de la PPE (TWh)

Le mix énergétique du secteur évolue pour être plus équilibré (gaz renouvelable, électricité, biocarburants).



AMÉLIORATION DE L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE ET BAISSÉ DES CONSOMMATIONS D'ÉNERGIE FOSSILE

PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE

2019-2023 2024-2028

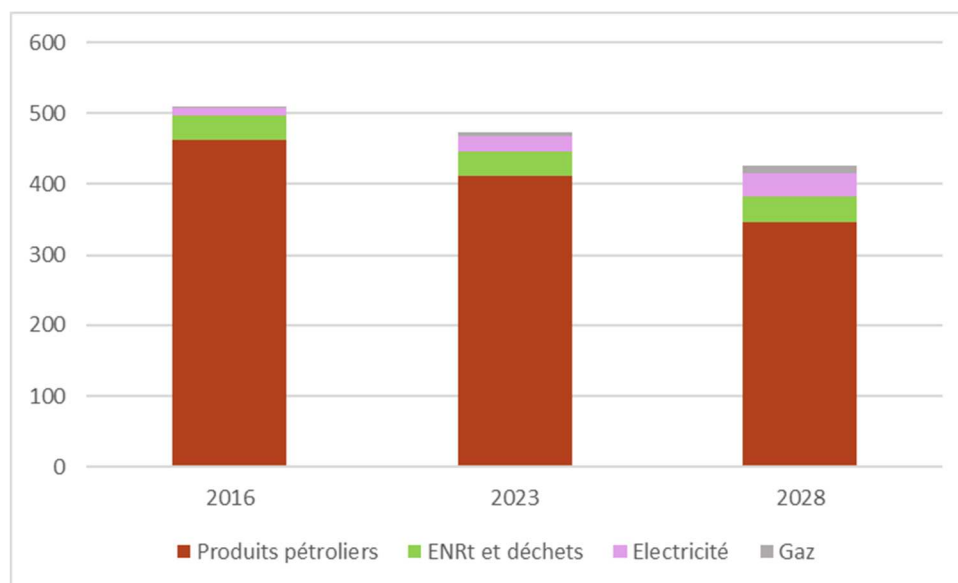


Figure 18 : Evolution à venir de la consommation finale d'énergie dans le transport suite à la mise en œuvre de la PPE par vecteur énergétique (TWh) dans le scénario de référence

Encadré 4 : Orientations et pistes d'action pour le développement des mobilités propres développées dans la Stratégie de développement de la mobilité propre (cf. 9-Annexe 2)

Pour la réalisation de ces scénarios, les principales orientations et pistes d'action sont notamment issues des Assises nationales de la mobilité. Le projet de loi d'orientation des mobilités sera le vecteur privilégié de mise en œuvre de ces actions.

Permettre à tous les territoires de bénéficier de services de mobilités alternatifs à l'usage individuel de la voiture et libérer l'innovation

- Rendre la mobilité propre accessible à tous en dotant chaque territoire d'une autorité organisatrice de la mobilité (AOM) et en étendant le rôle des AOM aux mobilités actives ou partagées et aux services de mobilité à caractère social. Il s'agit de donner à chacun le choix de sa mobilité, en offrant à nos concitoyens une offre de services plus diversifiée, plus efficace, plus connectée, plus partagée sur l'ensemble du territoire.
- Faciliter l'expérimentation et le déploiement sur les territoires peu denses de nouvelles solutions de mobilité, ainsi que la circulation sur la voie publique des véhicules autonomes grâce à un cadre législatif et réglementaire approprié.

Maîtriser la demande de mobilité

- Inciter à optimiser les déplacements en renforçant le rôle des employeurs et la coordination de l'action des collectivités territoriales ;
- Favoriser les comportements plus vertueux en facilitant le déploiement de zones à faibles émissions dans les agglomérations et vallées concernées par les enjeux de qualité de l'air.
- Favoriser les comportements plus vertueux par le déploiement de zones à faibles émissions dans les agglomérations et vallées concernées par les enjeux de qualité de l'air.



**AMÉLIORATION DE L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE
ET BAISSÉ DES CONSOMMATIONS D'ÉNERGIE FOSSILE**

PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE

2019-2023 2024-2028

Développer les véhicules à faible émissions (y compris fluviaux, maritimes et aériens) et améliorer l'efficacité énergétique du parc en s'appuyant sur le marché des carburants alternatifs

- S'appuyer sur des dispositifs d'incitation à l'achat et fiscaux pour atteindre des objectifs ambitieux de part de marché des véhicules à faibles émissions (bonus-malus, prime à la conversion), en accompagnant tous les publics.
- Accompagner ce développement par le déploiement d'infrastructures de distribution de carburants alternatifs en soutenant et facilitant le déploiement des bornes de recharge électriques (dont le droit à la prise) et des stations gaz (GNV) et hydrogène.
- 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...).
- Limiter l'impact du transport aérien sur les changements climatiques en visant des gains substantiels en efficacité énergétique et une très forte substitution de la part des biocarburants (50 % en 2050) à celle des énergies fossiles.

Favoriser les reports modaux pour le transport de voyageurs

- Développer l'offre de mobilité multimodale grâce à une ouverture accélérée des données et la possibilité pour les acteurs d'offrir un service de planification de trajet et de paiement des titres de transport intégrant tous les maillons d'un même déplacement.
- Renforcer la part des modes actifs dans les mobilités quotidiennes en créant un fonds mobilités actives doté de 350 M€, en sécurisant la pratique du vélo et des modes actifs (stationnement sécurisé, marquage des vélos contre le vol, sas vélo aux feux...) et en rendant son recours plus incitatif (forfait mobilité durable) et accessible (savoir-rouler).
- Développer les modes de transport collectifs, partagés et collaboratifs en investissant dans les infrastructures ferroviaires, les transports en communs, dans la mobilité propre par des appels à projet et en incitant à l'usage des modes partagés grâce à un forfait mobilité durable et des voies réservées.

Favoriser l'efficacité du transport de marchandises et le report modal vers le ferroviaire et le fluvial

- Fluidifier la logistique urbaine en la prenant en compte dans les documents de planification et en encadrant l'activité des plates-formes numériques.
- Développer les modes massifiés pour le fret en augmentant les investissements dans les infrastructures de transport massifié (voies ferrées, fluviales et ports).

Objectif de réduction de la consommation d'énergie finale dans le secteur transport et mesures pour l'atteindre

	2016	2023	2028
Consommation d'énergie finale du secteur transport (TWh)	509	472	427



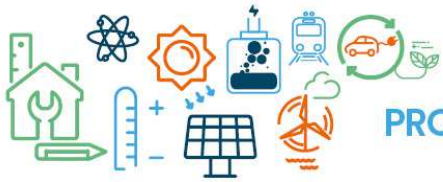
AMÉLIORATION DE L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE ET BAISSÉ DES CONSOMMATIONS D'ÉNERGIE FOSSILE

PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE

2019-2023 2024-2028

Principales mesures complémentaires aux mesures transversales :

- Extension de la prime à la conversion pour poursuivre le remplacement d'un grand nombre de véhicules anciens par des véhicules neufs ou d'occasion ayant des émissions beaucoup plus faibles : la prime est doublée en 2019 pour les ménages les plus modestes et pour les actifs non imposables obligés à de longs déplacements pour aller travailler et elle est revalorisée pour rendre plus attractive la conversion vers un véhicule électrique ou hybride rechargeable. L'objectif est d'attendre un million de bénéficiaires d'ici 2022.
- Respecter l'objectif européen d'émissions de gaz à effet de serre de 95gCO₂/km en moyenne pour les voitures en 2021 ;
- Atteindre de la manière la plus efficiente l'objectif européen pour 2030 d'au moins 35 % de baisse des émissions de CO₂ des véhicules vendus par rapport à 2021, pour les véhicules particuliers.
- Arrêter la vente des véhicules neufs émettant des gaz à effet de serre en 2040 ;
- Lutter contre les freins au développement du véhicule électrique : surcoût total de possession (notamment surcoût facial à l'achat), contraintes d'usage (autonomie, infrastructures de recharge) ;
- Equilibrer le coût total de possession : 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 ;
- Soutenir le covoiturage et l'ensemble des solutions de mobilité alternatives à l'usage individuel de la voiture ;
- Maintenir un système de bonus/malus pour favoriser l'achat de véhicules moins émetteurs et soutenir les ventes de véhicules électriques. Baisse du seuil de déclenchement du malus de -3gCO₂/km en 2019 puis poursuite de la baisse après le passage à la nouvelle norme WLTP, et maintien du bonus à un niveau élevé tout en intégrant progressivement les gains technologiques et d'usage ;
- Promotion d'une mobilité propre pour les 2/3 roues :
 - s'engager autour de quatre projets structurants dans le cadre d'une charte pour le verdissement des 2/3 RM et quadricycles:
 - sensibiliser la filière et les acheteurs de 2/3 RM et quadricycles aux problématiques environnementales
 - développer l'offre de 2/3 RM et quadricycles à faibles émissions,
 - faciliter l'utilisation des 2/3 RM et quadricycles à faibles émissions et le déploiement de bornes de recharge électriques et
 - lutter contre les nuisances sonores des 2/3 RM et quadricycles
 - adapter l'ensemble des outils de verdissement des véhicules légers aux spécificités des deux et trois-roues (étiquette énergie, obligations minimales d'achat public de deux et trois roues motorisés à faibles émissions...) ;
- Déployer un réseau d'infrastructures de recharge à même de soutenir la croissance visée du nombre de véhicules électriques : mobiliser les outils de financement (PIA, CITE, programme CEE ADVENIR ; prise en charge accrue des coûts de raccordement par les tarifs de réseau) ; lever les freins à l'installation (évolution du droit des copropriétés, bornes à la demande) ; faciliter la recharge en entreprise (réforme de l'avantage en nature).



AMÉLIORATION DE L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE
ET BAISSÉ DES CONSOMMATIONS D'ÉNERGIE FOSSILE

PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE

2019-2023 2024-2028

- Création d'un forfait mobilité durable jusqu'à 400€ par an pour encourager le recours au vélo et au covoiturage dans les trajets domicile-travail ;
- Mise en œuvre du plan vélo et mobilités actives : création d'un fonds vélo de 350 M€ pour lutter contre les ruptures de pistes cyclables et assurer la sécurité de tous les usagers, généralisation progressive du marquage des vélos et de parkings sécurisés pour lutter contre le vol et le recel, développement de l'apprentissage et d'une culture vélo à l'école pour permettre aux jeunes générations d'intégrer ce mode de déplacement doux dans leurs pratiques ;
- Développement du covoiturage : voies et places de stationnement réservées, service public de covoiturage et calcul du partage des frais entre conducteur et passagers ;
- Développer un nouveau cadre pour les solutions en libre-service.

Si la situation économique évoluait différemment des hypothèses prises pour le scénario de référence, à mesures inchangées, la consommation d'énergie pourrait augmenter jusqu'à 14 TWh supplémentaires. Pour maintenir le même niveau de consommation d'énergie dans le secteur du transport, le gouvernement devrait prendre des mesures politiques supplémentaires afin d'atteindre l'objectif fixé. Les ordres de grandeur pourraient aller jusqu'à améliorer l'efficacité énergétique de tous les véhicules de 17,5 %, c'est-à-dire atteindre 3,3l/100km en 2030 pour les véhicules particuliers thermiques au lieu de 4 l/100km.

2.2.3. Secteur Industrie

Le secteur de l'industrie inclut l'industrie manufacturière, y compris agroalimentaire, et la construction. Il exclut en revanche le secteur de la transformation d'énergie, qui comprend notamment les centrales électriques, les cokeries, les raffineries mais aussi, par convention statistique internationale, les hauts-fourneaux. Par ailleurs, les usages énergétiques de l'énergie sont à distinguer de ses usages non énergétiques, c'est-à-dire de l'utilisation des molécules comme matière première. La grande majorité de ces consommations non énergétiques concerne l'industrie, avec en tête la consommation de produits pétroliers pour la production de plastiques, puis de gaz naturel pour la synthèse d'engrais.

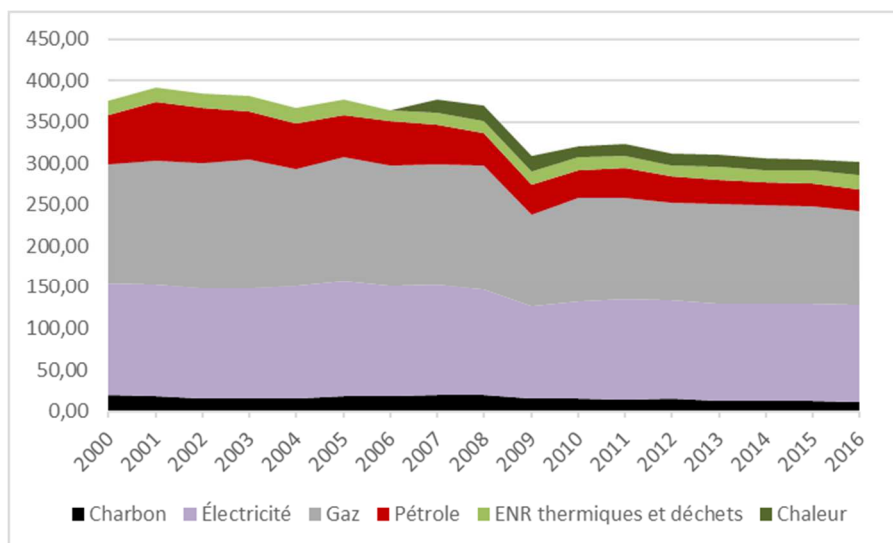
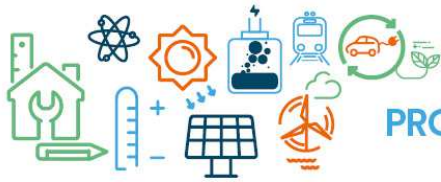


Figure 19 : Consommation finale énergétique de l'industrie Données corrigées des variations climatiques, en TWh. Source : calculs SDES



AMÉLIORATION DE L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE ET BAISSÉ DES CONSOMMATIONS D'ÉNERGIE FOSSILE

PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE

2019-2023 2024-2028

Entre 1990 et 2007, la consommation d'énergie de l'industrie était restée relativement stable. Depuis, on a observé une baisse importante de consommation liée à la crise économique de 2008-2009, puis un rebond entre 2009 et 2011. La consommation d'énergie de l'industrie s'inscrit dans une tendance baissière. La consommation finale énergétique réelle de l'industrie en 2016 s'inscrit dans cette dynamique. Elle s'établit à 302 TWh. À climat constant, elle est en baisse de 0,9 % et atteint son plus bas niveau depuis 1990.

La baisse de la consommation en 2016 doit être mise en regard de la quasi-stabilité de la production de l'industrie manufacturière (+ 0,1 %), qui confirme son léger redressement après une baisse continue entre 2011 et 2014, et du net rebond de celle de la construction (+ 3,5 %) après une chute en 2015 (- 4,5 %). Ces évolutions reflètent dans l'ensemble la poursuite de gains d'efficacité énergétique au sein de l'industrie à un rythme soutenu.

Le bouquet énergétique final de l'industrie évolue peu depuis la fin des années 2000. En 2015, l'électricité est la première énergie consommée dans l'industrie avec 39 % du mix, à part quasi égale à celle du gaz (38 %). Depuis 2010, la part de l'électricité tend à augmenter légèrement aux dépens du gaz. Les produits pétroliers constituent la troisième forme d'énergie consommée dans l'industrie. Leur part a reculé, passant de 12 % en 2007 à 9 % en 2016. Quant aux énergies renouvelables, leur part a augmenté depuis 2007, passant de 4 % à 6 % en 2016. La chaleur achetée par les industriels représente quant à elle 5 % du mix en 2016. Hors consommation des hauts-fourneaux, le charbon représente moins de 4 % du bouquet énergétique final de l'industrie contre 5 % en 2007.

La baisse de la consommation finale de l'industrie en 2016 est plus ou moins marquée suivant les énergies. Corrigée des variations climatiques, la demande d'électricité est quasi stable en 2016 (- 0,1 %), après une baisse de 1,2 % en 2015. Un repli des consommations dans les secteurs du papier-carton, de la sidérurgie, et des métaux non ferreux (production d'aluminium), dans un contexte de baisse de la production de ces secteurs, est compensé par une hausse des consommations dans l'automobile et la chimie, deux secteurs en croissance en 2016.

À climat constant, la consommation de gaz diminue de 3,7 % en 2016, troisième année de baisse consécutive, après - 0,9 % en 2015. Les secteurs déterminants dans cette baisse sont l'agroalimentaire (dont la production est quasiment stable), le papier et la sidérurgie. La consommation de la chimie, dont l'activité croît de 2 %, est relativement stable.

La consommation de charbon de l'industrie enregistre une forte baisse de 8,9 % en 2016, à moins de 11 TWh. La consommation des hauts-fourneaux sidérurgiques, exclue de ce total, s'élève à 38,4 TWh et est également en baisse (- 6,4 %), en raison notamment du repli de la production d'acier par la filière fonte, filière consommant du charbon.

La consommation de produits pétroliers dans l'industrie est en forte baisse à climat constant (- 5,0 % en 2016), poursuivant la tendance observée depuis 20 ans. Une substitution entre énergies en défaveur des produits pétroliers, généralement plus chers et plus polluants, est à l'origine de ce phénomène.

La consommation industrielle d'énergies renouvelables thermiques et de déchets est en hausse de 11,1 % en 2016 par rapport à 2015, à 17,4 TWh. Sur un plus long terme, la consommation d'énergies renouvelables thermiques est relativement stable depuis 1990. La production de papier et carton en représente près de 60 %. Les énergies renouvelables thermiques, directement consommées dans l'industrie, sont quasi exclusivement constituées de biomasse, notamment du bois, des déchets de bois et de liqueur noire, un sous-produit de la fabrication de la pâte à papier.

La chaleur achetée par les industriels atteint 16,3 TWh en 2016, en progression de 19,4 % par rapport à 2015. Le niveau de cette consommation en 2016 est très proche de celui du début de la série en 2007.

Le tableau ci-dessous reprend les objectifs de consommation d'énergie finale qui devraient être atteints grâce aux mesures de maîtrise de l'énergie dans l'industrie listées ci-dessous.

Le scénario relatif au secteur de l'industrie repose sur l'efficacité et l'électrification des procédés ainsi que le recours plus important aux matériaux ayant des impacts carbone faibles. Les gains d'efficacité énergétique varient en fonction des filières. En 2030, le scénario de référence suppose des gains entre 10 % et 30 %. Une



AMÉLIORATION DE L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE
ET BAISSÉ DES CONSOMMATIONS D'ÉNERGIE FOSSILE

PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE

2019-2023 2024-2028

économie plus circulaire est mise en place avec des taux de recyclage qui augmentent significativement et un recours poussé à l'écoconception.

La figure suivante présente la zone dans laquelle devrait se trouver la consommation finale d'énergie du secteur de l'industrie, les courbes indiquant les extrêmes liés à des situations macroéconomiques différentes.

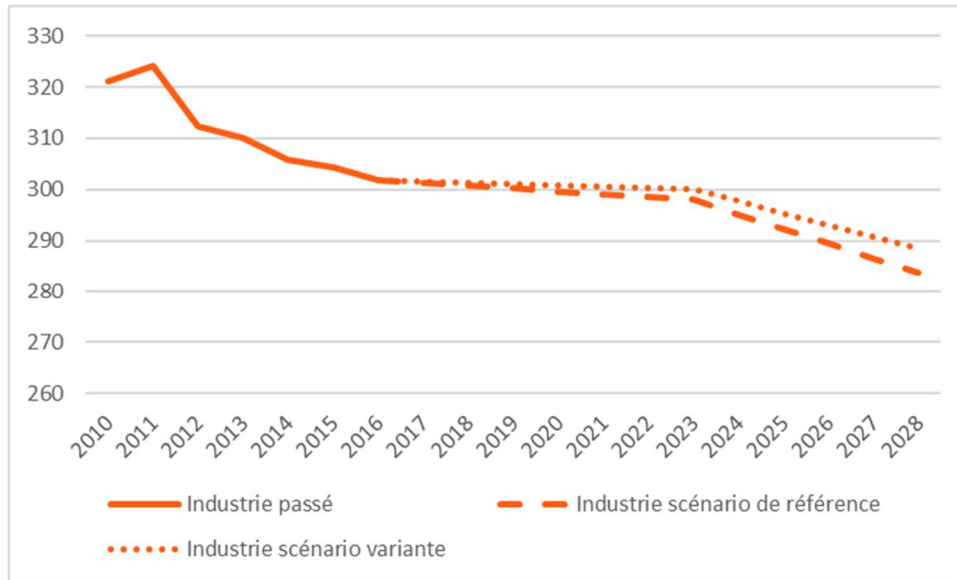


Figure 20 : Evolution passée (2010-2016) et à venir (2016-2028) de la consommation finale d'énergie dans l'industrie suite à la mise en œuvre de la PPE (TWh)

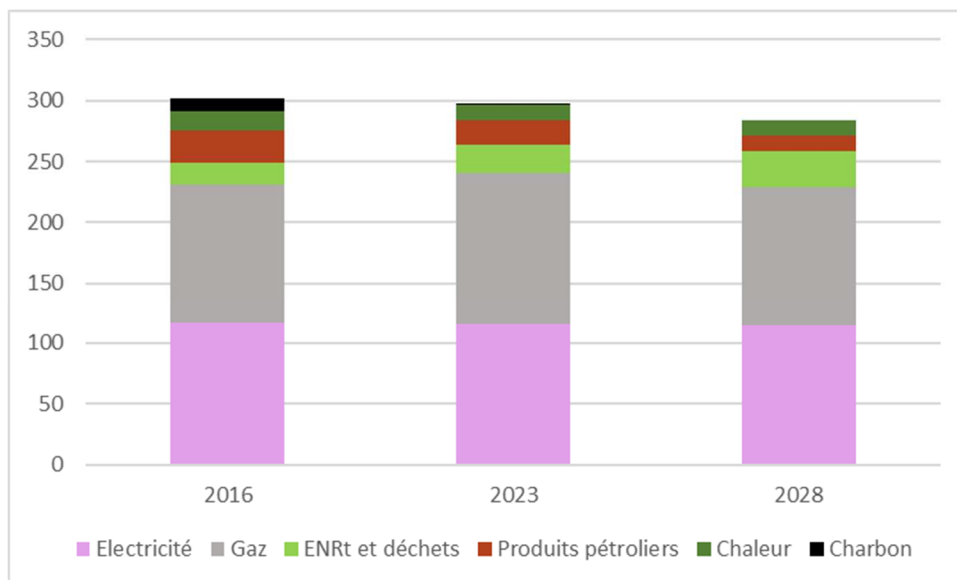


Figure 21 : Evolution à venir de la consommation finale d'énergie dans l'industrie suite à la mise en œuvre de la PPE par vecteur énergétique (TWh) dans le scénario de référence



AMÉLIORATION DE L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE
ET BAISSÉ DES CONSOMMATIONS D'ÉNERGIE FOSSILE

PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE

2019-2023 2024-2028

Objectif de réduction de la consommation d'énergie finale dans le secteur de l'industrie et mesures pour l'atteindre

	2016	2023	2028
Consommation d'énergie finale de l'industrie (TWh)	302	298	284

Principales mesures complémentaires aux mesures transversales :

- Expérimenter une ouverture encadrée des certificats d'économies d'énergie aux opérations d'économies d'énergie réalisées dans des installations soumises au système européen de quotas de carbone;
- Intégrer dans les audits énergétiques des grandes et moyennes entreprises une évaluation technico-économique de la production de chaleur solaire ou géothermique ;
- Poursuivre l'augmentation des sollicitations du prêt éco-énergie (PEE) distribué par BPI France qui est dédié aux TPE-PME réalisant des travaux éligibles aux certificats d'économie d'énergie. Prolonger le dispositif PEE jusqu'en 2025.
- Favoriser le déploiement des systèmes de management de l'énergie (type ISO 50 001) et des référents énergie dans l'industrie.

Les mesures dans l'industrie ont été adoptées sur la base des estimations du scénario au cadrage macro-économique de référence. Si la situation économique évoluait différemment, à mesures inchangées, la consommation d'énergie pourrait augmenter jusqu'à 6TWh supplémentaires. Pour maintenir le même niveau de consommation d'énergie dans le secteur de l'industrie, le gouvernement devrait prendre des mesures politiques supplémentaires afin d'atteindre l'objectif fixé. Les ordres de grandeur pourraient aller jusqu'à améliorer l'efficacité énergétique de 2,5% à 3% selon les branches.

2.2.4. Secteur Agriculture-Forêt

La consommation finale d'énergie du secteur agriculture-forêt est très stable dans le temps depuis une dizaine d'années et apparaît en particulier assez peu sensible aux fluctuations de la production agricole, qui baisse de 5,6 % en volume en 2016. En 2016, la consommation finale du secteur s'établit à 52 TWh.

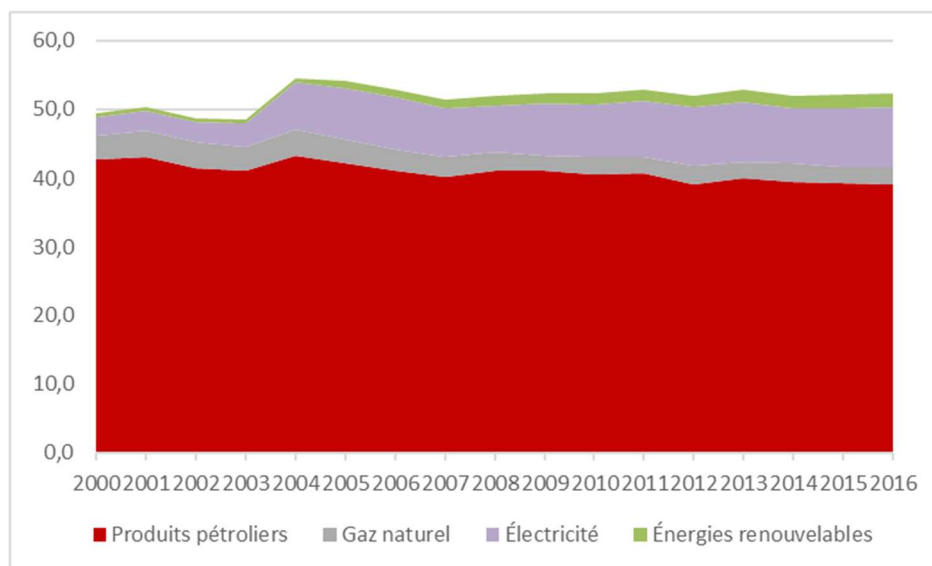


Figure 22 : Consommation finale énergétique du secteur agriculture-pêche, en TWh. Source : calculs SDES, d'après les sources par énergie



AMÉLIORATION DE L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE
ET BAISSÉ DES CONSOMMATIONS D'ÉNERGIE FOSSILE

PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE

2019-2023 2024-2028

En 2016, les produits pétroliers représentent 75 % de la consommation du secteur. Cette part diminue tendanciellement au profit de l'électricité, du gaz naturel et des énergies renouvelables, qui représentent respectivement 16 %, 5 % et 4 % du bouquet énergétique agricole. La pêche est responsable de 6 % des consommations d'énergie de l'ensemble agriculture-pêche : il s'agit pour l'essentiel du gazole consommé par les bateaux de pêche. Sa consommation finale d'énergie diminue en 2016 (- 3,6 %).

Le scénario permet de prévoir une évolution de la consommation d'énergie dans le secteur de l'agriculture telle que reprise dans la figure ci-dessous. En termes de consommation d'énergie, l'efficacité énergétique progresse et la part des énergies renouvelables est doublée. Le scénario n'est que très peu sensible aux différences de situation macroéconomique.

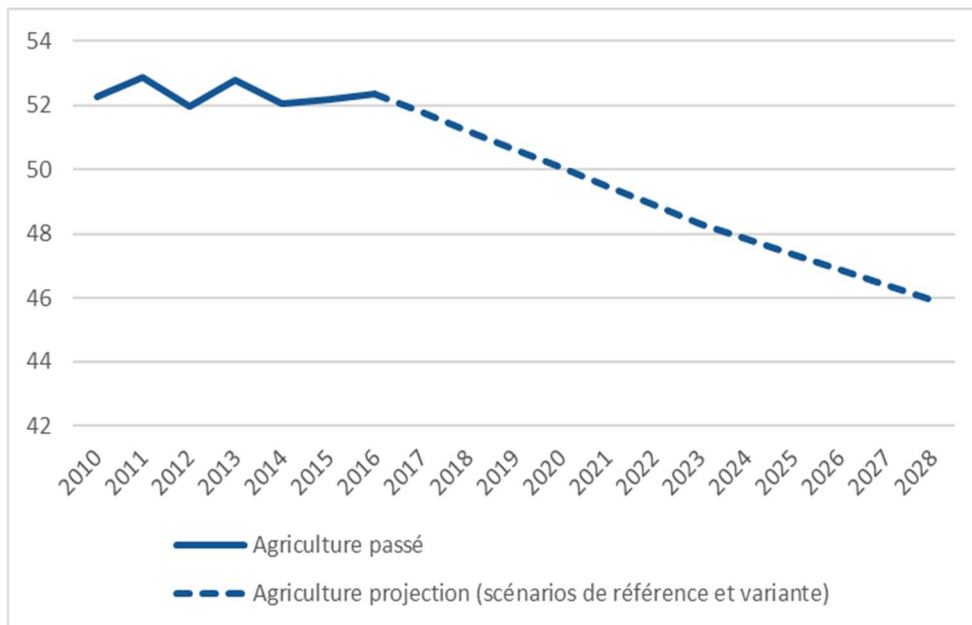


Figure 23 : Evolution passée (2010-2016) et à venir (2016-2028) de la consommation finale d'énergie dans l'agriculture suite à la mise en œuvre de la PPE (TWh)

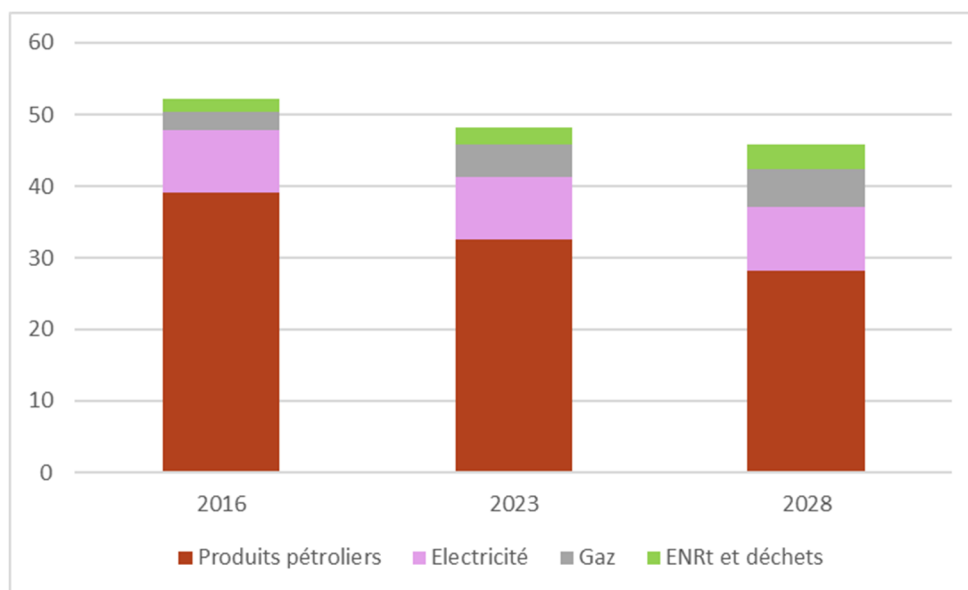


Figure 24 : Evolution à venir de la consommation finale d'énergie dans l'agriculture suite à la mise en œuvre de la PPE par vecteur énergétique (TWh) dans le scénario de référence



AMÉLIORATION DE L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE
ET BAISSÉ DES CONSOMMATIONS D'ÉNERGIE FOSSILE

PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE

2019-2023 2024-2028

Objectif de consommation d'énergie finale dans le secteur agriculture

	2016	2023	2028
Consommation d'énergie finale du secteur agriculture (TWh)	52	48	46

2.3. Baisse des consommations d'énergie fossiles

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

Le mix énergétique se transforme légèrement : les énergies renouvelables progressent au détriment des énergies fossiles. La progression est toutefois d'un rythme peu soutenu. La consommation de gaz naturel est relativement stable.

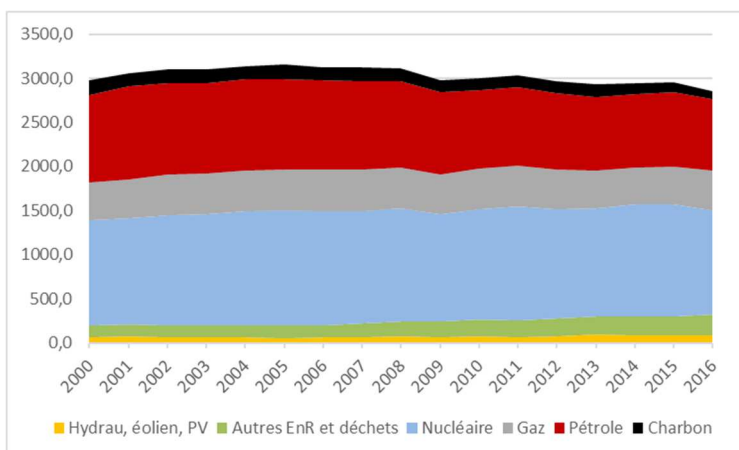


Figure 25 : Consommation primaire par forme d'énergie – données corrigées des variations climatiques, en TWh, Source : calculs SDES, à partir des sources par énergie¹⁰

En 2017, la consommation primaire de la France métropolitaine, usages non énergétiques exclus, s'élève à 2747 TWh, en augmentation de 0,7 % par rapport à 2016. Corrigée des variations climatiques, elle progresse même de 1,6 %, tirée d'une part par la hausse de la demande finale et d'autre part, par l'augmentation des pertes lors de la transformation d'énergie. Celles-ci progressent notamment du fait du recours accru aux centrales thermiques à combustibles fossiles, pour compenser la chute de la production d'électricité hydraulique. La baisse de la place des installations thermiques dans le mix électrique devrait pouvoir réduire ce type de phénomènes.

Le rebond de + 12 % de la consommation de charbon dans les cokeries et les hauts-fourneaux, nette de la production de gaz dérivés, explique également la hausse de la consommation du secteur de la transformation d'énergie.

Dans l'ensemble, le bouquet énergétique primaire réel de la France métropolitaine se compose de 40,4 % de nucléaire, 29,1 % de pétrole, 15,5 % de gaz naturel, 3,7 % de charbon et 11,2 % d'énergies renouvelables et déchets (cf. Figure infra). Le taux d'indépendance énergétique s'élève à 53 %.

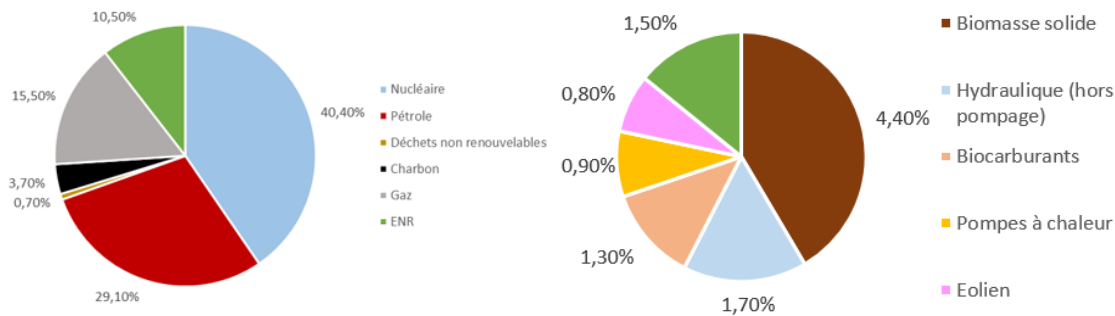
10. L'énergie nucléaire est comptabilisée en équivalent primaire à la production (chaleur dégagée par la réaction nucléaire, puis convertie en électricité), déduction faite du solde exportateur d'électricité.



AMÉLIORATION DE L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE
ET BAISSA DES CONSOMMATIONS D'ÉNERGIE FOSSILE

PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE

2019-2023 2024-2028



ENR : énergies renouvelables

Nucléaire : correspond au nucléaire comptabilisé en équivalent primaire à la production (chaleur dégradée par la réaction nucléaire, puis convertie en électricité), déduction faite du solde exportateur d'électricité

Figure 26 : Bouquet énergétique réel primaire en 2017 (Source SDES d'après les sources par énergie)

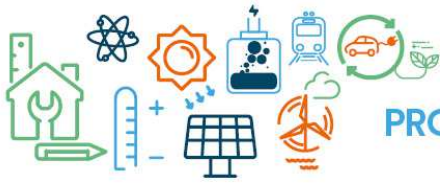
Avec l'augmentation du recours aux énergies fossiles pour la production d'électricité et la hausse de la demande de produits pétroliers, les émissions de CO₂ liées à la combustion d'énergie augmentent de 3 % en 2017 en données réelles et de 4 % à climat constant. Corrigées des variations climatiques, les émissions restent toutefois de 17 % inférieures à leur niveau de 2005, ayant baissé continûment entre cette date et 2016.

En 2017, la France a mobilisé 2747 TWh pour satisfaire une consommation finale (corrigée des variations climatiques) de 1644 TWh. La différence est constituée des pertes et usages internes du système énergétique, des exportations nettes d'électricité et des soutes aériennes et maritimes internationales exclues par convention de la consommation.

Le bouquet énergétique final reste dominé par le pétrole. En 2016, les produits pétroliers représentaient 39 % de la consommation finale à usage énergétique, devant l'électricité (27 %), le gaz (21 %), les énergies renouvelables et les déchets (10 %), la chaleur (2 %) et le charbon (1 %). Conformément à la tendance observée depuis le milieu des années 2000, la part des énergies fossiles dans le bouquet baisse de 2 % en 2016, alors que celles de l'électricité et des énergies renouvelables augmentent. La chaleur, qui ne présente pas de tendance de long terme claire, progresse également en 2016.

Les mesures de maîtrise de la demande de l'énergie vont permettre de réduire la consommation d'énergies fossiles de manière générale. Cependant, certaines mesures supplémentaires doivent être prises afin que les baisses de consommation commencent par les énergies fossiles, et notamment les plus carbonées. Les tableaux objectifs par énergie reprennent les mesures spécifiques à un combustible en particulier dont l'effet sera cumulé aux mesures de maîtrise de l'énergie.

L'intégration des mesures développées ci-après dans le scénario énergétique permet d'obtenir la décroissance reportée dans la figure ci-dessous. La figure présente la zone dans laquelle devrait se trouver la consommation primaire d'énergie fossile, les courbes indiquant les extrêmes liés à des situations macroéconomiques différentes.



AMÉLIORATION DE L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE
ET BAISSÉ DES CONSOMMATIONS D'ÉNERGIE FOSSILE

PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE

2019-2023 2024-2028

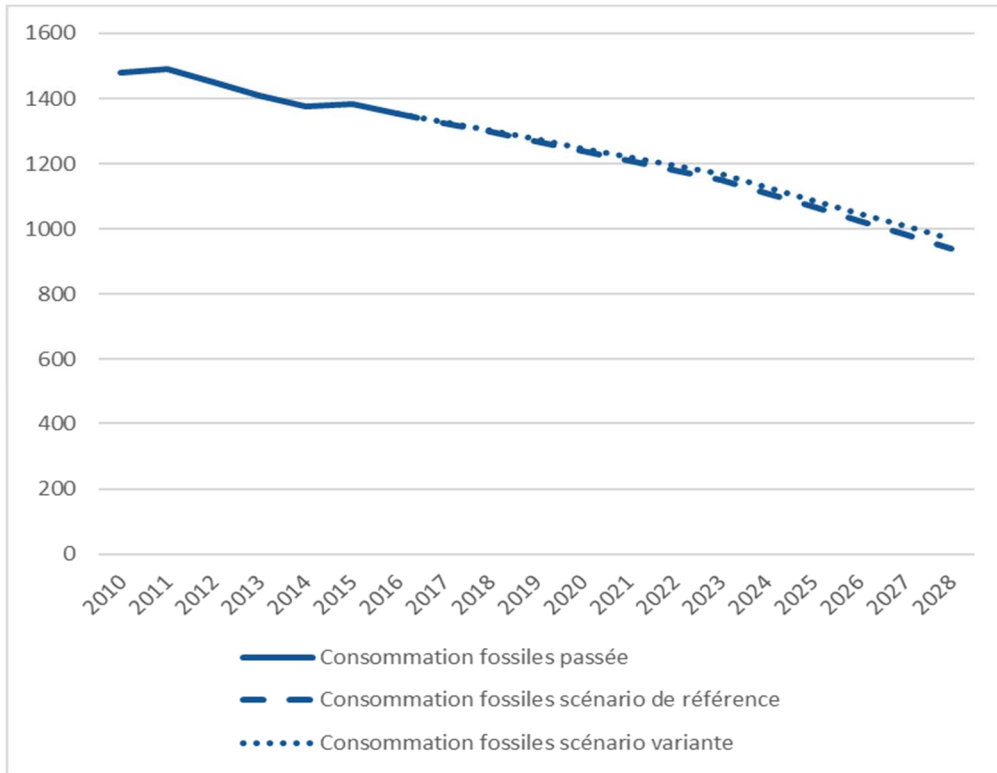


Figure 27 : Evolution passée (2010-2016) et à venir (2016-2028) de la consommation primaire d'énergie fossile suite à la mise en œuvre de la PPE (TWh)

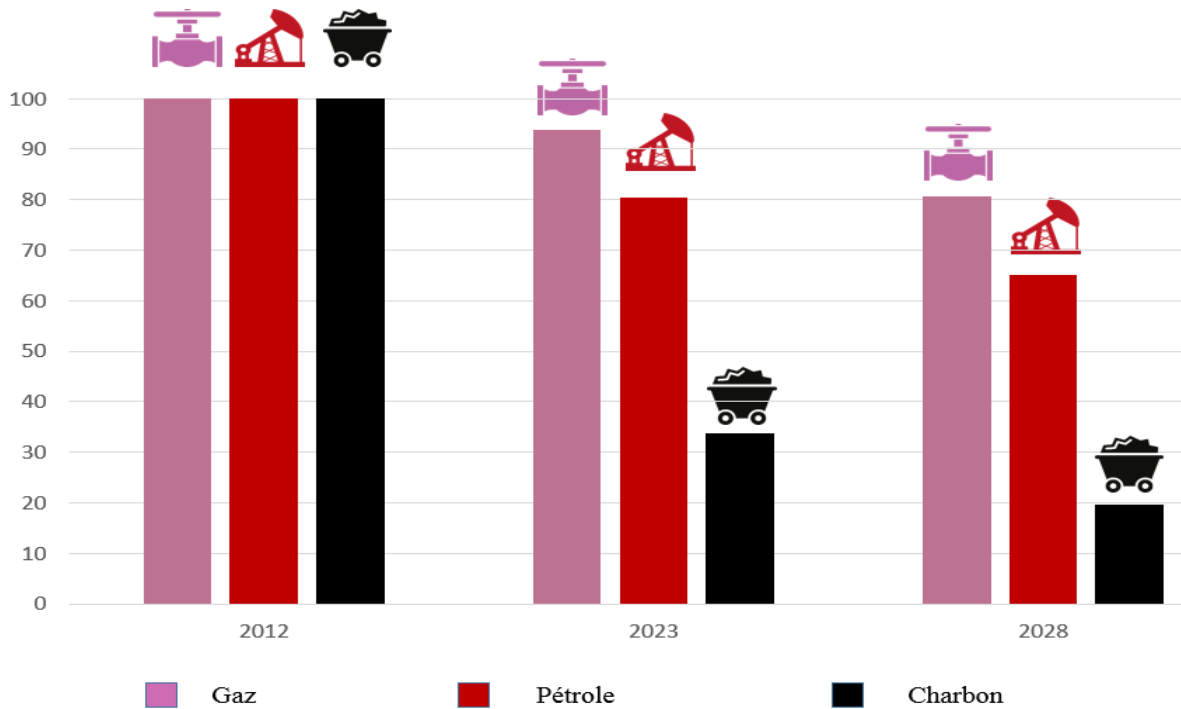


Figure 28 : Evolution à venir de la consommation primaire d'énergie fossile suite à la mise en œuvre de la PPE (indice base 100 en 2012), scénario de référence



AMÉLIORATION DE L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE
ET BAISSÉ DES CONSOMMATIONS D'ÉNERGIE FOSSILE

PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE

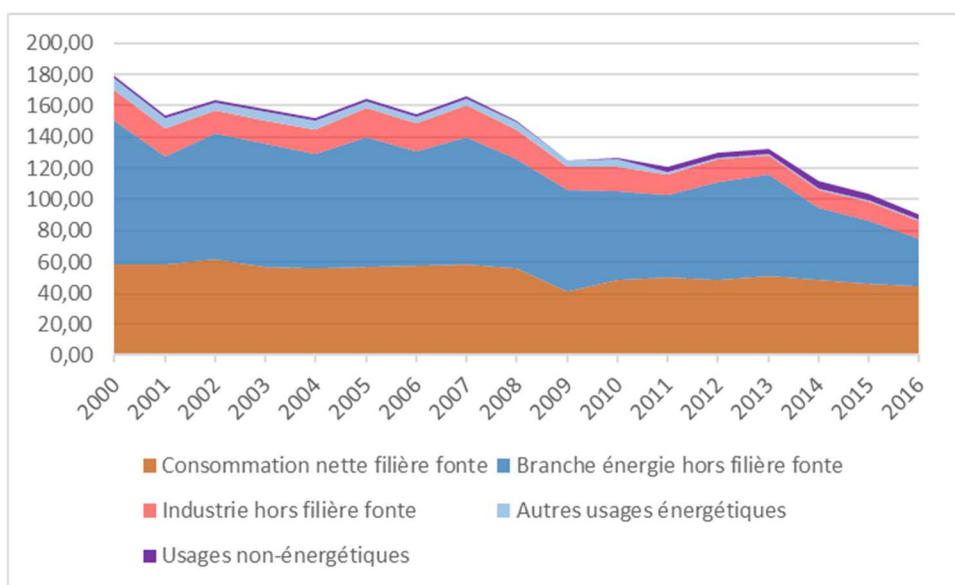
2019-2023 2024-2028

Objectif de baisse de la consommation d'énergie primaire fossile

	2017	2023	2028
Consommation primaire d'énergie fossile (TWh)	1 412	1151	942
Consommation primaire de charbon	110	47	27
Consommation primaire de pétrole	843	699	565
Consommation primaire de gaz naturel	459	406	349

2.3.2. Objectifs et mesures de la PPE spécifiques à la réduction de la consommation primaire de charbon

Après une chute sensible en 2014, la consommation de charbon a diminué de 3 % en 2015 et atteint un minimum historique à 158TWh (figure infra). Outre les centrales de production d'électricité, on observe des consommations dans l'industrie et le secteur résidentiel. Dans la sidérurgie, elle recule de 7 %, conséquence de la mise en arrêt programmée de l'un des cinq plus importants hauts-fourneaux en activité en France, pour sa réfection complète, durant le second semestre 2015.



Source : calcul SDES, d'après EDF, Uniper France Power, FFA, Insee, Douanes, COCIC et SNCU

Figure 29 : Consommation primaire de charbon (hors écart statistique) corrigée des variations climatiques (en TWh)

La consommation totale de charbon-coke de l'industrie est estimée en 2014 à 74,5TWh. 80 % de ces usages sont concentrés dans la sidérurgie.

Le Grand Est et le Nord-Pas-de-Calais regroupent plus de la moitié des industries utilisatrices de charbon. La France métropolitaine compte en effet 126 sites industriels consommant du charbon répartis sur 11 régions : la région Grand Est (39 sites), Hauts-de-France (29) et l'Auvergne-Rhône-Alpes (20). Les autres régions regroupent moins de 10 sites industriels consommant du charbon chacune.



AMÉLIORATION DE L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE ET BAISSÉ DES CONSOMMATIONS D'ÉNERGIE FOSSILE

PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE

2019-2023 2024-2028

Secteurs industriels	Consommation charbon-coke (TWh)
Sidérurgie	59,6
Chimie (y compris plasturgie)	6,5
Industrie agro-alimentaire	4
Matériaux non métalliques (verre, ciment, tuiles et briques)	2,6
Construction mécanique, électronique et travail des métaux (dont fonderie)	1,5
Papier, carton	0,2
Automobile et construction aéronautique	0,1
Matériaux non ferreux	0,05
Total	74,5

Tableau 10 : Consommation charbon par type d'industrie, hors usage matière première de charbon-coke industriel. Hors gaz naturel et produit pétrolier utilisés en matière première

Année de constat 2014, Énergie finale, Source : Ademe (2018), d'après Ceren.

Usages du charbon dans l'industrie

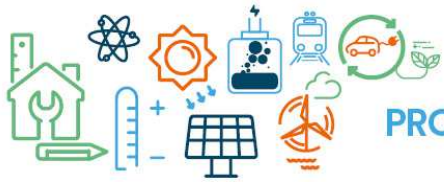
Pour les enjeux chaleur, il existe d'ores et déjà des utilisations possibles de déchets ou de biomasse pour les besoins industriels. Pour les industriels du ciment/plâtre et compte tenu des contraintes en termes de température, des déchets pourraient être valorisés à hauteur de 80% des besoins, de la biomasse, des CSR ou du biogaz pourraient être valorisés dans les autres industries dont l'agroalimentaire, le papier carton, sucre, séchage de la betterave et de la luzerne.

L'augmentation de la part d'énergies renouvelables et de récupération dans les réseaux de chaleur urbain ou alimentant des plateformes industrielles pourrait également réduire la consommation de charbon.

Le procédé industriel de la sidérurgie mutualise l'utilisation de charbon **comme combustible et comme agent chimique**¹¹. Dans ce secteur, il n'est pas sûr que le charbon puisse être massivement substitué. Différentes solutions sont testées non seulement au niveau d'un changement du procédé industriel, avec le développement de technologies de production sans charbon comme pour la production d'acier par hydrogène, mais également son adaptation avec la substitution du charbon en hauts fourneaux par les granulés torréfiés. Cette dernière piste, qui offrirait une possibilité de substitution partielle jusqu'à 25 % mais qui pourrait poser des difficultés relatives à son approvisionnement en biomasse, est en cours de recherche de développement dans le cadre des investissements d'avenir.

Pour toutes ces industries, la récupération de la chaleur fatale est également à intégrer au moment de la substitution du charbon.

11 L'acier est fabriqué dans un haut fourneau à partir de la combustion dans un haut-fourneau de minerai et de coke.



AMÉLIORATION DE L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE ET BAISSÉ DES CONSOMMATIONS D'ÉNERGIE FOSSILE

PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE

2019-2023 2024-2028

Usages non-énergétiques du charbon

L'industrie consomme aujourd'hui une importante quantité de ressources fossiles pour des usages non-énergétiques. En particulier, la fabrication de plastique dans la chimie requiert du naphta, la production d'engrais de l'hydrogène produit à partir de gaz naturel réformé, la sidérurgie du charbon dans la fabrication d'acier. Pour le charbon, cela représente une consommation équivalente de 35 TWh en 2016 d'après le bilan de l'énergie.

Usages énergétiques du charbon dans le résidentiel

On compte 10 réseaux de chaleur fonctionnant au charbon : leur consommation était en 2016 de 238 575 tonnes de charbon, soit l'équivalent d'environ 1,9 TWh soit 6 % des entrants.

La consommation de charbon dans le résidentiel est estimée à 0,46 TWh. Cette consommation est équivalente à 20 000 logements. L'ANGDM (Agence Nationale pour la Garantie des Droits des Mineurs) estime que la région Haut-de-France concentre la grande majorité de logements chauffés au charbon principalement en raison de son passé minier et industriel. Le recours au charbon comme énergie de chauffage y représenterait 3 % des logements. L'ANDGM a en particulier identifié entre 500 et 1000 ménages qui se chauffent essentiellement au poêle à charbon. Ce sont d'anciens mineurs ou veuves de mineurs. L'ANGDM estime que la part de charbon dans les logements collectifs diminue en raison des opérations de conversion qui sont menées

Compte tenu du fait que la grande majorité des ménages utilise un poêle à charbon et non une chaudière, les technologies de substitution les plus accessibles sont les poêles à bois ou à granulés, les radiateurs électriques ou les PAC air-air. Pour des raisons de coûts à l'investissement et à l'usage, il est proposé de donner la priorité au remplacement des chauffages à charbon par des poêles biomasse.

L'intégration des mesures présentées ici dans le scénario énergétique permet d'obtenir la décroissance reportée dans la figure ci-dessous. Le scénario n'est pas sensible aux différences de situation macro-économique.

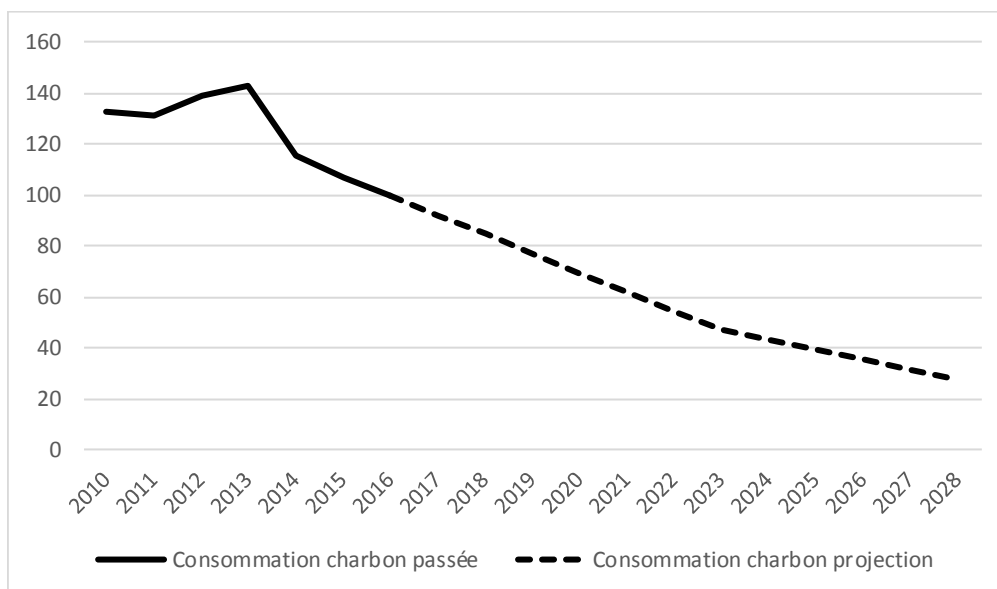


Figure 30 : Evolution passée (2010-2016) et à venir (2016-2028) de la consommation primaire de charbon suite à la mise en œuvre de la PPE (TWh)



AMÉLIORATION DE L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE
ET BAISSÉ DES CONSOMMATIONS D'ÉNERGIE FOSSILE

PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE

2019-2023 2024-2028

Objectif de réduction de la consommation primaire de charbon et mesures pour l'atteindre

	2017	2023	2028
Consommation primaire de charbon (TWh)	110	47	27
Evolution de la consommation primaire de charbon /012	-21%	-66%	-80%

Mesures complémentaires aux mesures de maîtrise de l'énergie pour réduire les consommations de charbon

Pour les professionnels, réduire de 75 % la consommation de charbon dans les secteurs de l'industrie, hors sidérurgie d'ici 2028 :

- Prioriser dans le cadre du Fonds chaleur la substitution du charbon par la biomasse dans l'industrie et pérenniser l'appel à projets Combustibles Solides de Récupération du Fonds déchets pour réaliser les adaptations nécessaires (environ 400M€ d'aides sur 20 ans permettraient de sortir le charbon des industries agro-alimentaires et du papier carton, et 20M€ des autres industries) ;
- Pour les réseaux de chaleur, prioriser dans le fonds chaleur la substitution du charbon par des énergies renouvelables et de récupération et augmenter les moyens du fonds chaleur. Ne pas sur-transposer dans le fonds chaleur les règles de l'encadrement communautaire.

Dans le secteur de la sidérurgie :

- Poursuivre les expérimentations pour mettre en place des procédés moins émetteurs de CO2 dans les hauts-fourneaux en mobilisant les crédits du programme des investissements d'avenir ;
- Mettre en place des démonstrateurs de procédés innovants permettant de substituer intégralement le charbon sur la période couverte par la PPE;
- Poursuivre le soutien du Fonds chaleur aux actions de récupération de chaleur fatale industrielle.

Dans le secteur de l'énergie :

- arrêter les dernières centrales électriques fonctionnant exclusivement au charbon d'ici 2022. Conformément aux orientations sur la valorisation prioritaire de la biomasse sous forme de chaleur, l'Etat n'accordera pas de soutien financier pour les projets de production d'électricité à partir de biomasse.
- L'Etat n'autorisera plus de nouvelles centrales de production d'électricité à partir de charbon.

Pour les particuliers, sortir du chauffage charbon d'ici 2028 :

- Maintenir des aides CITE incitatives pour l'installation de de chauffage renouvelable. Un chauffage renouvelable est un chauffage assuré par des pompes à chaleur, des chaudières biomasse, des systèmes solaires combinés ou un raccordement à un réseau de chaleur renouvelable ;
- Élargir le « coup de pouce » CEE existant pour le fioul à la substitution du charbon vers des poêles à bois performants en termes de rendement et de qualité de l'air ;
- Mobiliser l'ANGDM comme vecteur d'informations.



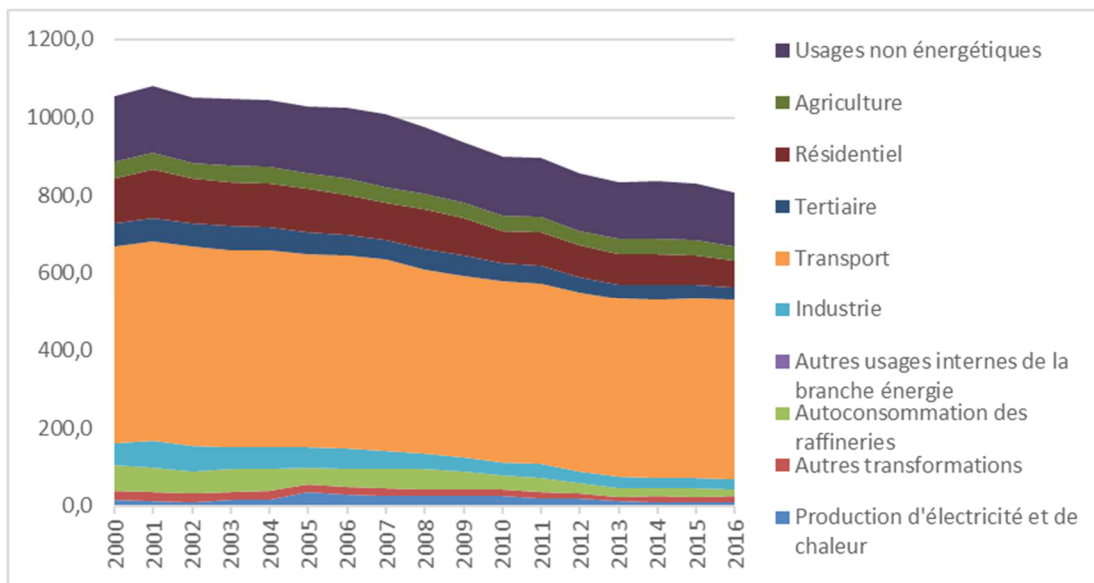
AMÉLIORATION DE L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE
ET BAISSÉ DES CONSOMMATIONS D'ÉNERGIE FOSSILE

PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE

2019-2023 2024-2028

2.3.3. Objectifs et mesures de la PPE spécifiques à la réduction de la consommation primaire de pétrole

En 2016, la consommation intérieure de produits pétroliers raffinés (hors biocarburants) s'établit à 808 TWh, en baisse de 2,1 %. L'année 2016 s'inscrit dans la tendance baissière de long-terme amorcée au début des années 2000 (cf. figure infra).



Source : calculs SDES, d'après CPDP, CFBP, Insee, SSP, SFIC, Uniper, Douanes, DGEC, Ministère de la défense, EDF, Citepa

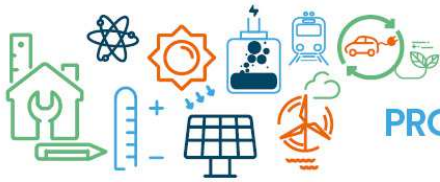
Figure 31 : Consommation totale de produits pétroliers raffinés par secteur (hors biocarburants)¹² (TWh)

Le pétrole est l'énergie fossile à l'origine du plus d'émissions de gaz à effet de serre après le charbon, lors de son utilisation. La réduction de son utilisation est donc un enjeu important. Les résultats des scénarios de demande de pétrole tenant compte des mesures qui vont être adoptées sont portés dans le tableau ci-dessous.

Les mesures de maîtrise de la demande en énergie sectorielles vont jouer sur la baisse de la demande en pétrole, et notamment la contribution carbone ainsi que toutes les mesures prises pour réduire la consommation d'énergie dans les transports. Certaines mesures spécifiques sont également prévues et viennent les compléter.

L'intégration des mesures présentées ici dans le scénario énergétique permet d'obtenir la décroissance reportée dans la figure ci-dessous. La figure présente la zone dans laquelle devrait se trouver la consommation primaire de produits pétroliers, les courbes indiquant les extrêmes liés à des situations macroéconomiques différentes.

12. Données corrigées des variations climatiques, soutes maritimes et aériennes internationales exclues.



AMÉLIORATION DE L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE
ET BAISSÉ DES CONSOMMATIONS D'ÉNERGIE FOSSILE

PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE

2019-2023 2024-2028

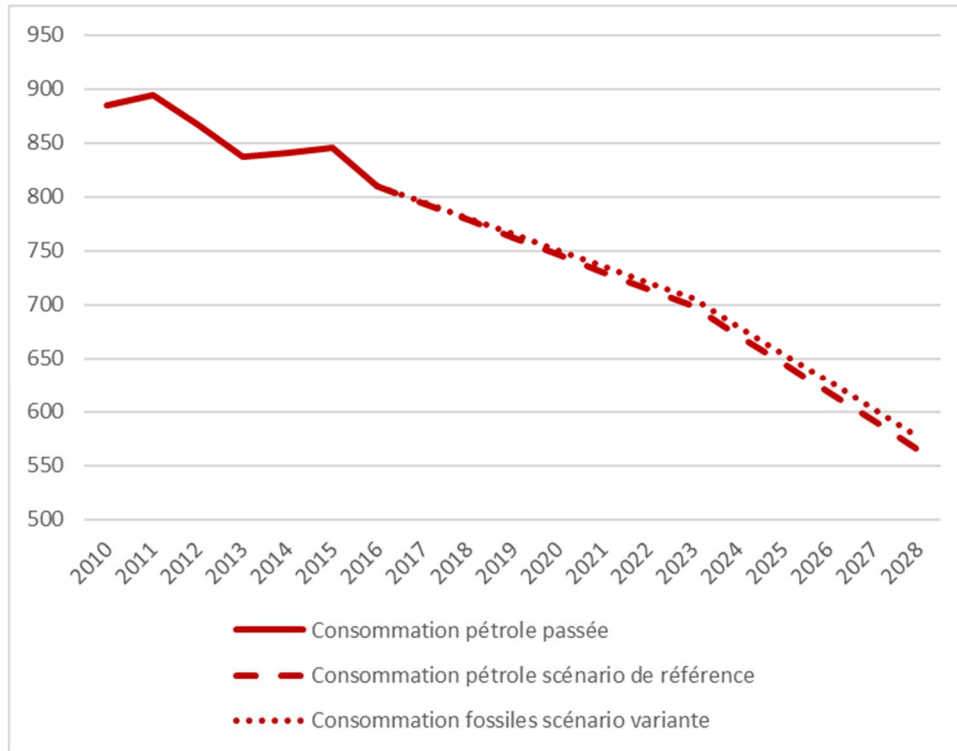


Figure 32 : Evolution passée (2010-2016) et à venir (2016-2028) de la consommation primaire de pétrole suite à la mise en œuvre de la PPE (TWh)

Objectif de réduction de la consommation primaire de fioul et mesures pour l'atteindre

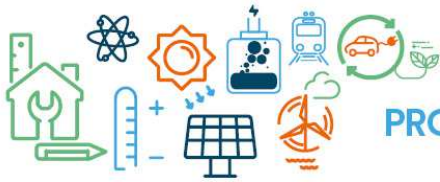
	2017	2023	2028
Consommation primaire de fioul (TWh)	843	699	565
Evolution de la consommation primaire de pétrole / 2012	-3%	-19%	-35%

Mesures complémentaires aux mesures de maîtrise de l'énergie pour réduire les consommations de pétrole :

- L'Etat n'autorisera plus de nouvelles centrales de production d'électricité à partir de fioul ;
- Poursuivre et renforcer le coup de pouce CEE pour l'arrêt des chaudières fioul au profit des pompes à chaleur, des chaudières biomasse, des systèmes solaires combinés, des chaudières à gaz à très haute performance énergétique dans les zones de desserte en gaz naturel ou un raccordement à un réseau de chaleur renouvelable ;
- Elargir le CITE à la dépose des cuves à fioul dès 2019 pour les ménages modestes.

2.3.4. Objectifs et mesures de la PPE spécifiques à la réduction de la consommation primaire de gaz naturel

Le gaz naturel est une énergie fossile qui, à ce titre, devra être supprimée du mix énergétique de 2050. C'est cependant l'énergie fossile qui émet le moins de gaz à effet de serre, ce qui explique que le report temporaire de certains usages du charbon ou du pétrole vers du gaz naturel est déjà une amélioration. Cela explique qu'il n'y a pas de mesures particulières pour la réduction du gaz naturel. La demande de cette énergie devrait être



AMÉLIORATION DE L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE
ET BAISSSE DES CONSOMMATIONS D'ÉNERGIE FOSSILE

PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE

2019-2023 2024-2028

réduite du fait des mesures de maîtrise de la demande, notamment dans le bâtiment. Les résultats des scénarios de demande du gaz naturel sont portés dans le tableau ci-dessous.

Les opérations de maîtrise de l'énergie devraient permettre de faire évoluer la consommation finale de gaz naturel de la manière reportée sur la figure ci-dessous. La figure présente la zone dans laquelle devrait se trouver la consommation primaire de gaz naturel, les courbes indiquant les extrêmes liés à des situations macroéconomiques différentes.

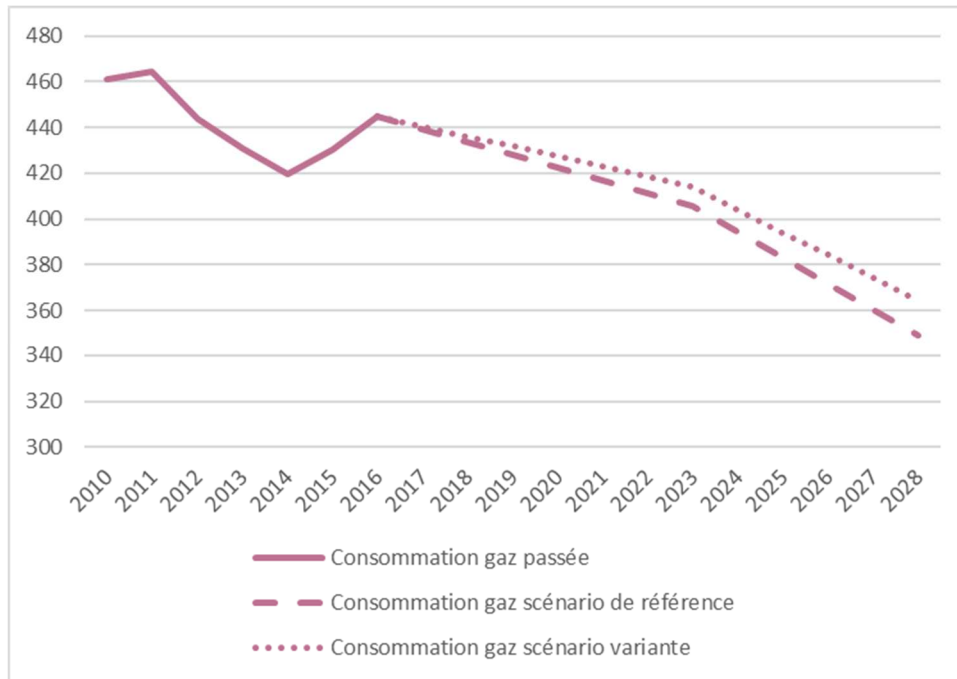


Figure 33 : Evolution passée (2010-2016) et à venir (2016-2028) de la consommation primaire de pétrole suite à la mise en œuvre de la PPE (TWh)

Objectif de réduction de la consommation primaire de gaz naturel			
	2017	2023	2028
Consommation primaire de gaz naturel (TWh - PCI)	459	406	349
Evolution de la consommation primaire de gaz /2012	+3%	-6%	-19%

Les réductions des consommations de gaz naturel résultent d'actions d'efficacité énergétique mises en œuvre notamment dans le bâtiment. Il n'y a pas de mesures de maîtrise de l'énergie directement ciblée sur le vecteur gaz



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



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

Les mesures de promotion des énergies renouvelables sont définies pour atteindre les objectifs fixés par la loi. Ces objectifs étant exprimés en taux de renouvelables par rapport à la consommation d'énergie, les quantités d'énergies renouvelables cibles dépendent des quantités consommées. Les quantités consommées dépendent du contexte macroéconomique. C'est pourquoi les objectifs à 2028 sont exprimés comme une fourchette (scénario A et scénario B) qui permettra d'atteindre les objectifs de la loi. Selon le contexte macro-économique, pour maintenir le même taux de pénétration des énergies renouvelables, le gouvernement pourrait renforcer les mesures politiques.

3.1. La chaleur et le froid renouvelables et de récupération

La chaleur représente 42% de la consommation finale d'énergie en 2016, soit 741 TWh. Le secteur du résidentiel tertiaire représente 65 % de la consommation finale de chaleur, l'industrie représente 30 %, la part liée à l'agriculture est faible.

La chaleur est essentiellement produite à partir de gaz pour 40 %, puis par les énergies renouvelables (biomasse, pompes à chaleur, géothermie, biogaz, solaire thermique) à 21 %, l'électricité et le pétrole (respectivement 18 % et 16%) et de façon marginale par le charbon (5%).

La part relative des énergies renouvelables progresse de 0,8% par an en moyenne depuis 2010. Cette hausse significative résulte à la fois d'une augmentation de la production de chaleur par des sources renouvelables et d'une baisse de la consommation finale de chaleur. En 2028 la production de chaleur renouvelable se situerait entre 218 et 247 TWh.

Le besoin total en chaleur devrait être de 690 TWh en 2023 et 635 TWh en 2028.

La loi sur la transition énergétique pour la croissance verte a fixé un objectif de 38% d'énergies renouvelables dans la consommation finale de chaleur en 2030. Pour atteindre cet objectif, il faut accélérer le rythme de croissance du taux de chaleur renouvelable à en moyenne 1,2 % par an, soit un rythme 1,5 fois plus soutenu que celui constaté entre 2010 et 2016. La LTECV a également fixé l'objectif de multiplier par 5 la quantité de chaleur et de froid renouvelables et de récupération livrée par les réseaux de chaleur et de froid d'ici 2030 par rapport à 2012.

La France a également des engagements européens avec un objectif global de 23 % de renouvelables en 2020 qui a été décliné pour la chaleur renouvelable en cible de 33% en 2020. Cet objectif ne semble pas atteignable dans les délais prévus. La directive sur les énergies renouvelables vient récemment d'être révisée et publiée, et prévoit que chaque État membre augmente au minimum de 1,3 point par an le taux de chaleur renouvelable et de récupération entre 2020 et 2030. Ce nouvel objectif est compatible avec le cadre fixé par la LTECV et les objectifs de la programmation pluriannuelle de l'énergie.

Le tableau ci-dessous illustre l'état d'avancement de la chaleur renouvelable par rapport aux objectifs fixés par la précédente PPE pour 2018 et 2023.

2012	2016	Objectif PPE 2018	Objectif bas PPE 2023	Objectif haut PPE 2023
127,7TWh	154,6TWh	173TWh	200TWh	221TWh

Tableau 11 : Les objectifs de chaleur renouvelable fixés par la PPE adoptée en 2016 et le réalisé en 2012 (année de référence) et 2016

Pour dynamiser la production de chaleur renouvelable des mesures transversales à toutes les filières vont être adoptées. Pour certaines filières, elles seront suffisantes pour aider la pénétration de la chaleur renouvelable, pour d'autres elles devront être complétées par des mesures spécifiques qui seront mentionnées dans le paragraphe correspondant.



Le tableau suivant reprend l'objectif de consommation finale de chaleur renouvelable qui pourra être atteint grâce à la mise en œuvre des mesures.

Objectif d'augmentation de la chaleur d'origine renouvelable et mesures pour l'atteindre			
	Objectif PPE 2023	Objectif bas PPE 2028 Scénario A	Objectif haut PPE 2028 Scénario B
Chaleur renouvelable	196TWh	218TWh	247TWh

Mesures transversales pour développer la chaleur renouvelable :

- Rendre obligatoire un taux minimum de chaleur renouvelable dans tous les bâtiments neufs (individuel, collectif, tertiaire) dès 2020 (future réglementation environnementale sur les bâtiments neufs) ;
- Faire un retour d'expérience du moteur de calcul dans la RT2012 et sur l'expérimentation E+C- pour mieux valoriser les EnR thermiques, notamment le solaire thermique, dans la future réglementation environnementale 2020 ;
- Veiller à valoriser autant la chaleur renouvelable que l'électricité renouvelable dans le dispositif E+C- (étudier la suppression du 6^{ème} usage « électricité spécifique », ouvrir sur la gestion active de l'énergie dans les logements) ;
- Renforcer le Fonds Chaleur dès 2018 avec un budget du Fonds chaleur de 255M€ en 2018 et 307 M€ en 2019 puis 350M€ en 2020 et en simplifier l'utilisation (notamment en remplaçant les avances remboursables par des subventions) ;

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Autorisation d'engagement Fonds chaleur (M€)	255	307	350	350	339	319	299	279	259	239	219

- Simplifier les règles du fonds chaleur : supprimer l'obligation des avances remboursables pour les projets du fonds chaleur et les remplacer par des subventions (et adapter en conséquence l'objectif du COP ADEME en matière d'avances remboursables), se rapprocher de l'encadrement communautaire en s'alignant sur les niveaux de soutien maximaux pour les réseaux de chaleur et en appliquant dès que possible le cadre européen plus favorable pour les activités non économiques ; développer les contrats territoriaux de développement des énergies renouvelables, qui permettent de subventionner des grappes de petits projets ;
- Intégrer dans le CITE en 2019 les coûts de pose pour l'installation de chaleur renouvelable pour les ménages modestes, puis faire évoluer ce crédit d'impôt en 2020 pour lui donner un montant forfaitaire, différencié selon les technologies et tenant notamment compte de la production de chaleur renouvelable assurée par chaque type d'équipement ;
- Maintenir la TVA à 5,5% pour les équipements de chaleur renouvelable éligibles au CITE, et les travaux liés (exemple : conduit d'évacuation des fumées, silo à granulés) ;
- A compter de mi-2019, permettre à l'éco-prêt à taux zéro de s'appliquer au forfait pour tous travaux éligibles au CITE (exemple : jusqu'à 18 000 euros de prêt pour l'installation d'une pompe à chaleur géothermique). Jusqu'alors, il fallait réaliser au moins deux types de travaux (exemple : pompe à chaleur + isolation des murs) pour bénéficier de ces prêts avantageux.

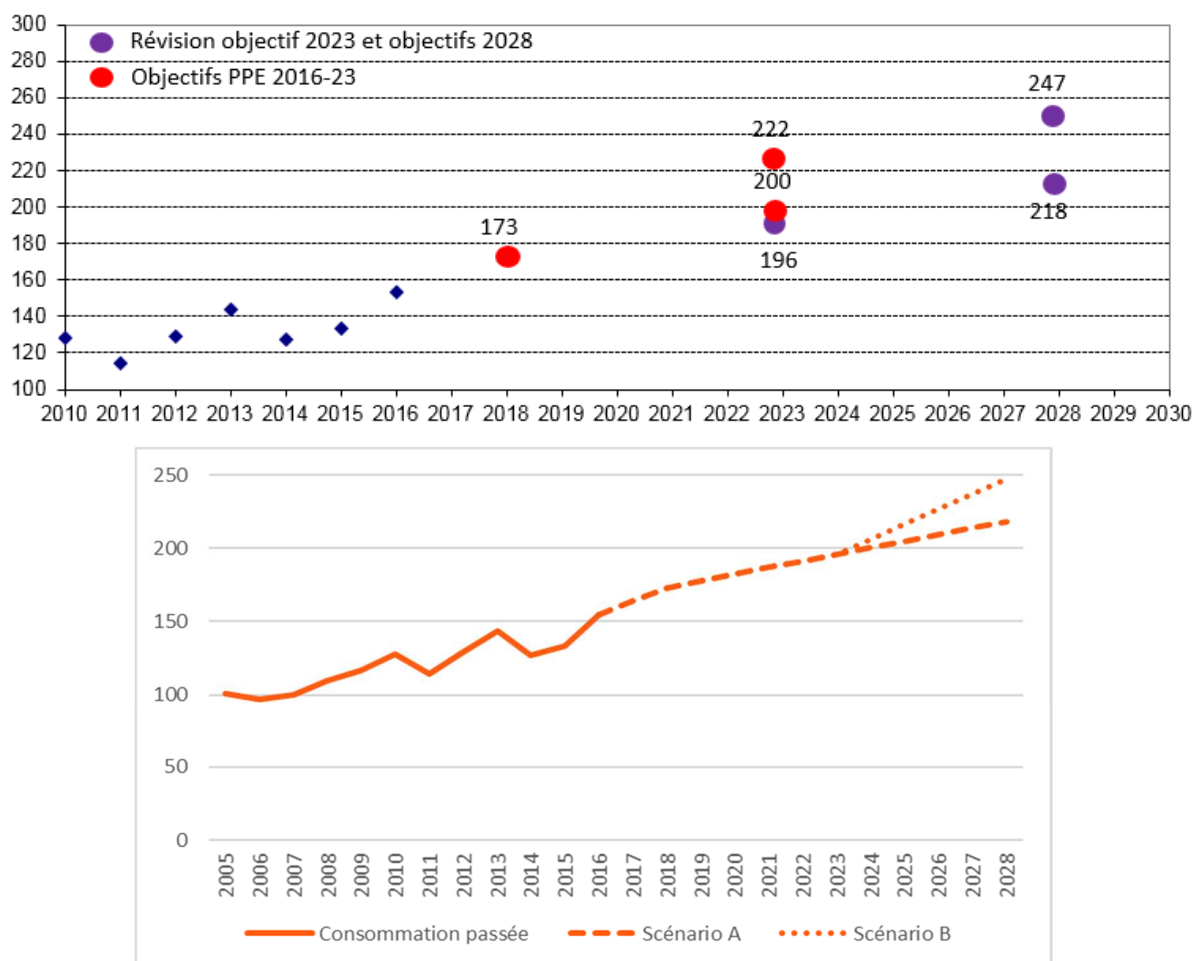


Figure 34 : Evolution passée et perspective d'évolution de la consommation finale de chaleur renouvelable après l'adoption de la PPE (TWh)

3.1.1. Biomasse solide

Etat des lieux de la filière

La biomasse solide constitue la première énergie renouvelable en France : en 2016 elle représente 80 % de la production de chaleur renouvelable. 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 enfin la part renouvelable de la chaleur produite par les unités de valorisation énergétique des déchets urbains. On compte entre 7,3 et 7,8 millions de ménages qui consomment du bois en 2016 (la consommation finale de bois domestique s'élève en 2016 à 80TWh). Par ailleurs, le fonds chaleur a financé entre 2009 et 2016 près de 1100 chaufferies biomasse, dont plus de 160 dans l'industrie et le reste dans le collectif.

2012	2016	Objectif PPE 2018	Objectif bas PPE 2023	Objectif haut PPE 2023
107TWh	123TWh	139TWh	151TWh	163TWh

Tableau 12 : Les objectifs de chaleur renouvelable à partir de biomasse fixés par la PPE adoptée en 2016 et le réalisé en 2012 (année de référence) et 2016



La filière biomasse affiche un retard par rapport à l'objectif 2018 de la PPE et un retard plus marqué par rapport à l'objectif 2023. Ce retard est observé notamment dans les secteurs collectif et industriel où la biomasse n'a pas progressé comme attendu du fait de la baisse du prix du gaz. Dans le cadre de l'appel à projets BCIAT (Bois Collectif Industrie Agriculture Tertiaire) géré par l'ADEME, on constate que les industriels se tournent vers des solutions de valorisation des sous-produits de leur activité (déchets de bois...). Les réorganisations territoriales et le contexte électoral ont également rendu plus difficile la concrétisation des projets biomasse.

Dans le secteur du bois / biomasse domestique, on constate également depuis 2014 une baisse du nombre de ventes d'appareils domestiques au bois (foyers fermés, inserts et poêles à bûches) et une croissance du segment des poêles à granulés (+ 7 %/an en moyenne). La baisse générale de ce secteur s'est ralentie en 2016 (- 9 % en 2016/2015, contre - 18 % en 2014/2013).

Le potentiel maximum d'offre

Le chapitre consacré à la ressource biomasse est traité au paragraphe 5.5.

Par convention européenne, la chaleur produite par des déchets ménagers incinérés avec récupération d'énergie est considérée à 50 % comme renouvelable. Ce gisement est comptabilisé avec la biomasse. Il n'y a pas d'objectif d'augmentation du gisement, mais seulement de maximisation de la valorisation énergétique d'un gisement qui devrait avoir tendance à baisser.

Enjeux socio-économiques, industriels et environnementaux

Rendements

Le bois peut être utilisé directement dans des appareils pour produire de la chaleur. C'est de la biomasse qui ne nécessite pas d'étape de conversion pour être utilisée comme combustible.

Les appareils indépendants au bois référencés sous le label flamme verte présentent de bons rendements (supérieur à 75 % pour les inserts, foyers fermés et poêles à bûches et 87 % pour les poêles à granulés). Dans le secteur collectif tertiaire et industriel, le rendement des chaufferies atteint 85 % en moyenne et 95 % lorsqu'elles sont sur réseau.

Outre les enjeux amont de mobilisation de la biomasse, il importe de favoriser les usages de la biomasse les plus efficaces d'un point de vue énergétique. La valorisation chaleur, doit ainsi être favorisée. Il importe également de poursuivre la valorisation énergétique des unités de traitement des ordures ménagères (traité dans un chapitre dédié).

Enjeux de soutien pour la filière

L'augmentation du prix des énergies fossiles devrait jouer positivement sur la reprise des investissements, lesquels avaient été ralentis par la baisse du prix du gaz depuis 2013. Des actions complémentaires, telles que la revalorisation du fonds chaleur et l'assouplissement des règles de ce fonds, sont en outre à mettre en place pour redynamiser les investissements. Celui-ci permet à la fois d'accompagner les projets dans l'industrie, l'agriculture et le tertiaire via l'appel à projets BCIAT ainsi que les chaufferies collectives, reliées éventuellement à un réseau de chaleur. Le soutien à travers le CITE pour les équipements individuels de chauffage au bois est également un enjeu fort pour la filière.

Les coûts

La filière biomasse solide présente des coûts complets de production compétitifs. Ainsi, pour le particulier, le coût de production de chaleur à partir du bois bûches se situe entre 48 et 69 €/MWh et à partir de granulés entre 86 et 103 €/MWh. Dans le collectif, les chaufferies biomasse présentent un coût de production entre 64 et 110 €/MWh ; quant à la biomasse industrielle, les coûts de production sont situés entre 48 et 73 €/MWh¹³. Cependant, le coût à l'investissement est supérieur à celui des solutions fossiles de référence, ce qui explique pourquoi cette filière nécessite un soutien. Il n'est pas envisagé de

13. Source Etude ADEME « coûts des énergies renouvelables » Edition 2016.



baisse significative des coûts de production pour la filière biomasse aux horizons de la PPE. L'un des enjeux de la filière est de développer d'ici 2022 une industrie française des appareils de combustion plus performante pour anticiper les évolutions de la réglementation européenne Ecodesign¹⁴ et de réduire les coûts de production des appareils les plus performants (6 et 7 étoiles).

Les caractéristiques de la filière en termes d'emploi

La filière bois énergie génère plus de 22 000 emplois en France dont 70 % pour la filière du bois domestique¹⁵. En 2016, la filière a un ratio de 179 emplois par TWh produit. Environ 50 % des emplois sont directs : il s'agit de ceux concernés par la chaîne de production et d'exploitation des biocombustibles (comme les travaux forestiers) ou de la fabrication et l'entretien des chaudières. La filière repose sur un savoir-faire national avec des opérateurs présents sur toute la chaîne de valeurs. Le tissu industriel français se compose d'entreprises sur le segment des poêles, inserts, chaudières et conduits de cheminée pour le secteur domestique¹⁶ et pour le secteur collectif/tertiaire et industriel d'entreprises positionnées sur la fabrication de chaudières bois et de sociétés qui réalisent l'exploitation des chaufferies. Le marché total de la filière bois domestique est de 2,8 Md€ et de 1,7 Md€ dans les secteurs collectif, tertiaire et industrie. Le recours à des installateurs qualifiés RGE conditionne les aides aux particuliers. La qualification des installateurs de bois énergie à travers les labels Qualibois et Qualibat doit se poursuivre.

Les enjeux environnementaux

La mobilisation accrue de la biomasse est un des piliers de la croissance verte et de la lutte contre le changement climatique. Cette mobilisation doit se faire dans le respect de pratiques soutenables et s'inscrire dans une réflexion sur la meilleure articulation opérationnelle des usages. Les pratiques culturelles et les ressources mobilisées intègrent les enjeux de stockage de carbone dans les sols, de maintien de la biodiversité, ou encore d'adaptation au changement climatique. La Stratégie nationale de mobilisation de la biomasse (SNMB) a consacré un chapitre aux conditions de cette mobilisation.

L'amélioration de la qualité de l'air est un enjeu important qui implique le remplacement des vieux appareils par des appareils plus performants (au minimum classe 6 étoiles selon le label flamme verte¹⁷), notamment par le maintien du CITE et le fonds air-bois de l'ADEME. En 2016, entre 7,3 et 7,8 millions de ménages consommaient du bois dont environ 1,1 millions de foyers ouverts. Les performances en matière d'émissions atmosphériques sont en bonne progression. Toutes ces performances sont réglementaires au niveau communautaire aux échéances 2020 (chaudières) et 2022 (appareils indépendants). Des mesures complémentaires sont nécessaires pour favoriser l'utilisation de bois sec : un combustible sec, fendu et écorcé émet près de 10 fois moins de particules qu'un combustible non labellisé du commerce¹⁸, l'écart étant plus important avec un combustible en autoconsommation. Aussi, une campagne nationale de sensibilisation permettrait le développement d'une filière encadrée et serait de nature à répondre aux enjeux de qualité de l'air. Une expérimentation a été menée depuis 2013 sur 4 ans au sein du Plan de Protection de l'Atmosphère (PPA) de la vallée de l'Arve (74) afin de renouveler les installations individuelles de combustion au bois. Sur la base de cet exemple, le fonds Air-Bois porté par l'ADEME vise à réduire les émissions de particules du chauffage au bois individuel dans les PPA et doit se poursuivre, avec des actions ciblées là où cela est pertinent du point de vue environnemental et économique.

Enfin, dans le but d'évaluer correctement l'impact des projets biomasse, il faut mettre à jour les facteurs d'émission pour tenir compte des technologies de traitement par filtres à manches qui se sont

14. Deux règlements européens relatifs à l'éco-conception des chaudières à combustibles solides de moins de 500kW et des appareils de chauffage indépendants au bois ont été votés.

15. Source ADEME étude Marché et emplois dans le domaine des énergies renouvelables - Juillet 2017

16. La France est le 1^{er} pays européen pour la production d'équipements de chaleur renouvelable à partir de biomasse. La production française s'établit à 134,7 M€ en 2015.

17. La classe 5 étoiles a été supprimée au 1^{er} janvier 2018

18. Source : étude CERIC



développées. Les valeurs d'émissions pour les NOx et les poussières des chaufferies urbaines de plus de 20MW vont être mises à jour par le CITEPA au 1^{er} semestre 2018. Un travail de révision des facteurs d'émission des chaufferies industrielles de moyennes et petites puissances va débuter en milieu d'année et doit se poursuivre dans le temps.

Objectif d'augmentation de la production de chaleur à partir de biomasse solide et mesures pour l'atteindre

	2016	2023	2028 Scénario A	2028 Scénario B
Chaleur (TWh)	123	145	157	169
dont ménages (TWh)	80TWh (7,5M de ménages)	80TWh (9,5M de logements)	80TWh (10,2 M de logements)	80TWh (11,3 M de logements)

Mesures complémentaires aux mesures transversales :

- Favoriser la valorisation chaleur de la biomasse avant la cogénération haut rendement. La chaleur sera nettement prioritaire pour la valorisation énergétique de la biomasse, avec objectif de 38 % de chaleur renouvelable dans la consommation finale de chaleur en 2030 ;
- Remplacer à un rythme rapide les appareils indépendants de chauffage au bois (foyers, poêles, inserts) peu performants par des équipements plus performants en termes de rendement et de qualité de l'air (flamme verte, granulés, etc.) ;
- Organiser une campagne de sensibilisation sur la bonne utilisation du bois domestique ;
- Soutenir les chaufferies dans le collectif et l'industrie via le Fonds chaleur.

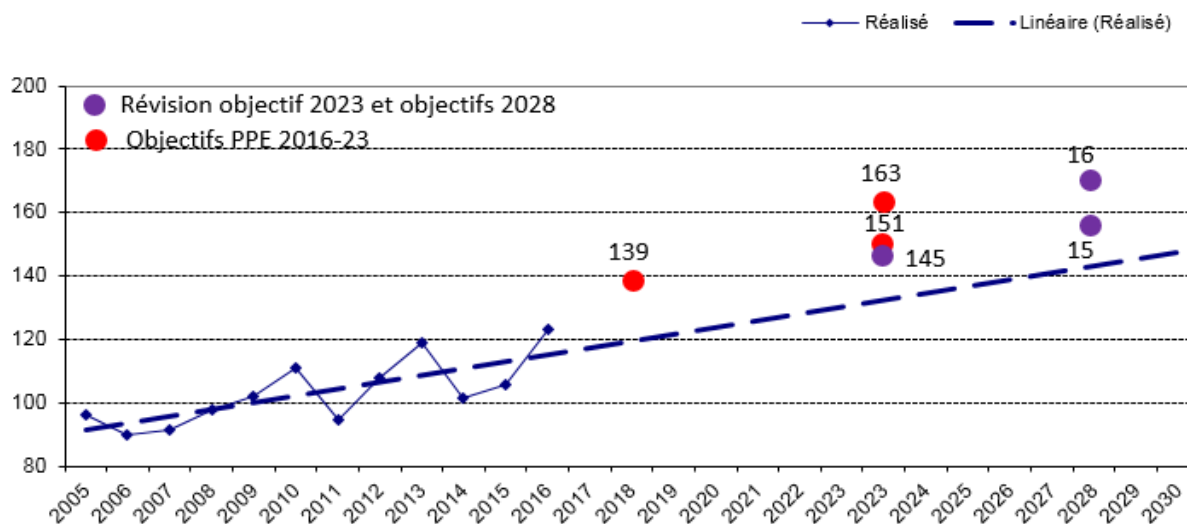


Figure 35 : Consommation finale de chaleur produite à partir de biomasse (TWh)

3.1.2. Pompes à chaleur

Etat des lieux de la filière

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



géothermiques¹⁹. 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 collectif²⁰.

	2012	2016	2018	Objectif bas PPE 2023	Objectif haut PPE 2023
Pompes à chaleur aérothermiques	14,5TWh	22,2TWh	21TWh	27TWh	30TWh
Pompes à chaleur géothermiques	2,9TWh	3,1TWh	4,6TWh	5,8TWh	7TWh

Tableau 13 : Les objectifs de chaleur renouvelable à partir de pompes à chaleur fixés par la PPE adoptée en 2016 et le réalisé en 2012 (année de référence) et 2016

Les objectifs ambitieux de l'exercice PPE précédent pour 2018 ont d'ores et déjà été dépassés en 2016. La dynamique globale du secteur des pompes à chaleur est en effet plus forte que prévu. 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).

Le potentiel maximum d'offre

La pompe à chaleur présente un potentiel de développement en particulier en maison individuelle (neuf et rénovation) et dans le tertiaire. Le potentiel maximum est estimé par l'AFPAC à 75TWh dans le résidentiel et 40TWh dans le tertiaire en 2050.

Enjeux socio-économiques, industriels et environnementaux

Le rendement

Pour fonctionner, les PAC consomment en appoint de l'énergie électrique ou du combustible (gaz, fioul). On caractérise leurs performances par un coefficient (COP) qui exprime le rapport entre l'énergie consommée et l'énergie restituée. Le COP des PAC chauffage est entre 3 et 4,5 et celui de l'eau chaude entre 2,5 et 3. Seuls les systèmes ayant un COP supérieur à 2,5 sont comptabilisés pour l'atteinte des objectifs renouvelables européens. Les PAC géothermiques sont celles qui présentent les COP les plus élevés. Il existe une marge de progression pour améliorer le COP des PAC.

Enjeux de soutien pour la filière

On constate un impact direct des politiques de soutien de l'État sur le développement de la filière depuis 2008. Les pompes à chaleur bénéficient en effet du crédit d'impôt transition énergétique dont le taux est de 30 % depuis 2015 (selon conditions d'éligibilité). Un taux de TVA réduit est également accordé à l'installation de pompes à chaleur éligibles au CITE. Aussi, il importe de maintenir ce soutien à la filière.

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. Depuis 2018, le fonds chaleur finance également les projets de production de froid renouvelable les plus efficaces, dont ceux faisant appel aux PAC géothermiques sur réseau. Le soutien au froid renouvelable dans le fonds chaleur, et la reconnaissance du froid renouvelable dans la directive sur les énergies renouvelables sont des enjeux notables pour soutenir les pompes à chaleur géothermiques, dans le tertiaire notamment.

19. 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.

20. Panorama de la chaleur renouvelable et de récupération – Automne 2017



Enjeux de la réglementation thermique

Les exigences de la réglementation thermique dans le neuf ont un impact majeur sur le développement de la filière (la croissance des PAC et des chauffe-eau thermodynamiques dans le neuf a été dynamisée par l'effet cumulé de la RT2012 et du CITE). Pour poursuivre cette dynamique, il est essentiel de fixer des objectifs ambitieux dans la future réglementation thermique en s'appuyant au minimum sur le niveau « Energie 3 » de l'actuel label E+C- et en imposant un minimum ambitieux de chaleur renouvelable pour l'ensemble des bâtiments neufs (individuels, collectif et tertiaire)²¹.

Les coûts

Les coûts complets de production de la PAC air/eau et de la PAC géothermique dans l'individuel sont compétitifs par rapport aux solutions gaz de référence (entre 116 et 145€/MWh). Dans le collectif, le coût complet de production de la PAC géothermique se situe entre 56 et 112€/MWh.

Les PAC géothermiques sont plus chères à l'investissement que les PAC aérothermiques, car il faut ajouter le coût de l'échangeur horizontal ou vertical (qui double quasiment le prix à l'investissement) mais ce coût est compensé par des coûts d'exploitation très faibles. On constate d'importantes baisses de prix ces dernières années (-17 % pour les PAC air/air et -6 % pour les PAC air/eau).

Les caractéristiques de la filière en termes d'emploi

Le marché des pompes à chaleur est de 2,8Md€ en 2017. On estime environ 24 000 emplois associés aux marchés des PAC et 20 sites industriels en France. 85 % des emplois sont liés à la fabrication, l'installation et la distribution et 15 % dans la maintenance et la réparation. En 2016, la filière a un ratio de 949 emplois par TWh produit.

Le marché des PAC air/eau est alimenté pour partie d'importations venues d'Asie et pour partie de production européenne. Le marché des PAC géothermiques ressort d'une production essentiellement européenne avec une production française significative, sur un marché en danger (4 000 emplois sont associés à la géothermie en France, dont une part majoritaire liée aux PAC géothermiques).

Les enjeux environnementaux

L'impact le plus significatif des pompes à chaleur est l'utilisation de fluides frigorigènes (risque de fuite) à fort potentiel de réchauffement climatique. La recherche et développement est essentiellement orientée vers l'amélioration des performances des équipements, la substitution des fluides frigorigènes et la diminution du bruit. Un règlement d'application de la directive européenne sur l'éco-conception des produits liés à l'énergie adopté en 2015, a relevé les exigences de performance minimale des PAC mises sur le marché, ainsi que des exigences acoustiques renforcées en 2017. Enfin, la fin de vie des PAC est gérée dans le cadre de la filière de gestion des déchets d'équipements électriques électroniques avec donc une priorité donnée au recyclage.

Les pompes à chaleur géothermiques sur réseau pour la production de froid sont une alternative aux climatiseurs individuels. Cette solution permet, grâce à une maintenance centralisée, d'obtenir de faibles taux de fuite.

Objectifs d'augmentation de la production de chaleur par des PAC et mesures pour les atteindre

En maison individuelle, le scénario B correspond en 2028 à un parc de 6,8 millions de pompes à chaleur aérothermiques (PAC air/air et PAC air/eau) soit une multiplication du nombre d'équipements par 2,8 par rapport au parc 2017, et un parc de pompes à chaleur géothermiques de 315 000, soit une multiplication par 2 du nombre d'équipements par rapport au parc 2017.

21. L'autoconsommation est déduite des besoins électriques dans le cas du PV, tandis que dans le cas de la chaleur EnR, l'énergie renouvelable, car elle est consommée sur place, est décomptée des besoins.



Dans le collectif, le scénario B correspond en 2028 à un parc de 2,2 millions de pompes à chaleur aérothermiques, soit une multiplication par 2,9 du nombre d'équipements par rapport au parc 2017, et un rythme de 1 000 logements collectifs par an équipés d'une pompe à chaleur géothermique.

Dans le tertiaire, le scénario B correspond en 2028 à 114 millions de m² de surfaces tertiaires chauffées par pompe à chaleur aérothermique (soit une multiplication par 2 par rapport au parc 2017).

	2016	2023	2028 Scénario A	2028 Scénario B
PAC aérothermiques (TWh)	22	35	39	45
PAC géothermiques (TWh)	3,1	4,6	5	7

Mesures complémentaires aux mesures transversales :

- Pérenniser des soutiens via le CITE pour les PAC air/eau et pour les PAC géothermiques;
- Soutenir la géothermie assistée par pompe à chaleur ainsi que les projets de froid renouvelable par géothermie via le Fonds chaleur ;
- Intégrer dans les audits énergétiques des grandes et moyennes entreprises une évaluation technico-économique de la production de chaleur solaire ou géothermique.

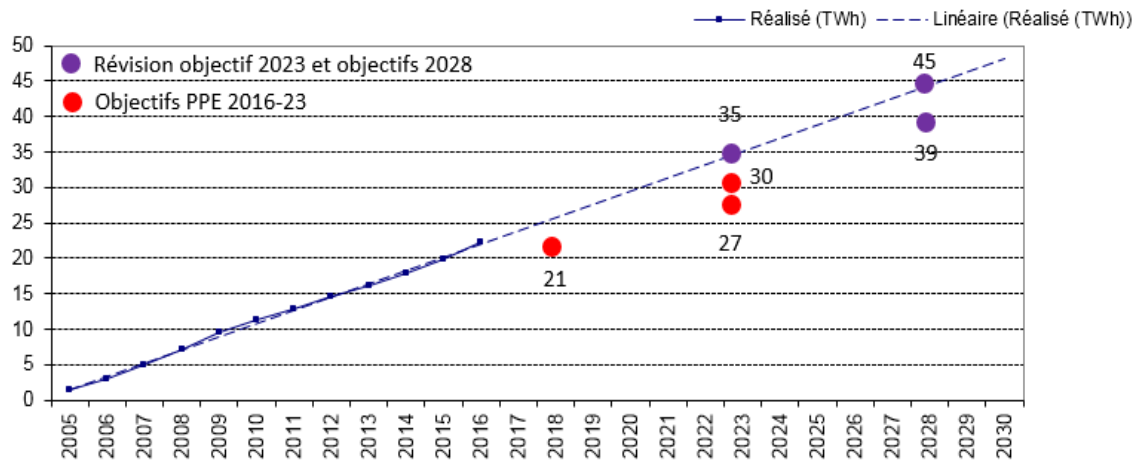


Figure 36 : Consommation finale de chaleur produite par des pompes à chaleur aérothermiques (TWh)

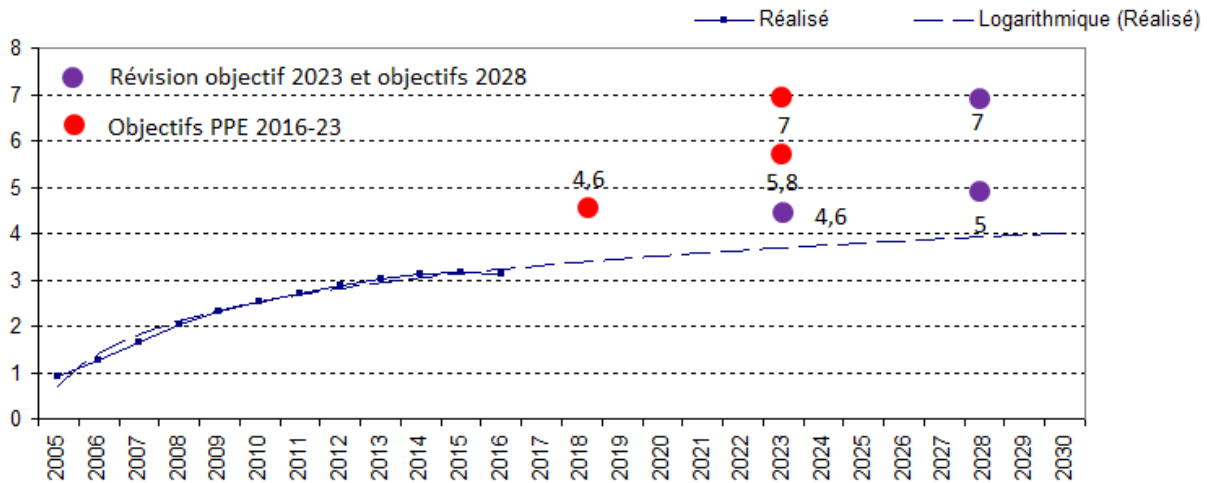


Figure 37 : Consommation finale de chaleur produite par des pompes à chaleur géothermiques (TWh)



3.1.3. Géothermie profonde

La géothermie est l'exploitation de l'énergie thermique contenue dans le sous-sol. Ce chapitre traite uniquement de la géothermie profonde qui 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. La géothermie « très basse énergie » (moins de 30°C) correspond à la chaleur produite par des pompes à chaleur (cf. supra). La géothermie haute énergie (plus de 90°C) est traitée dans la partie relative à l'électricité (cf. infra).

Etat des lieux de la filière

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. Ces installations totalisent 1570GWh de production thermique renouvelable en 2016. 90 % de cette production est à destination du chauffage urbain, 8 % de l'agriculture et 2 % à destination d'établissements thermaux.

2012	2016	Objectif bas PPE 2023	Objectif haut PPE 2023
1,2TWh	1,6TWh	4,6TWh	6,4TWh

Tableau 14 : Les objectifs de chaleur renouvelable à partir de géothermie profonde fixés par la PPE adoptée en 2016 et le réalisé en 2012 (année de référence) et 2016

Le rythme actuel de développement de la production de chaleur géothermique basse et moyenne énergie ne correspond pas à celui prévu par l'exercice PPE précédent. On constate en effet une stagnation qui pourrait perdurer car peu de projets sont en phase d'étude. Le rythme actuel moyen est de 70MWth/an entre 2010 et 2016 alors qu'il faudrait atteindre un rythme 6 à 10 fois supérieur pour atteindre les objectifs bas à haut de la PPE pour 2023. Il est donc proposé de renforcer le soutien mais également de revoir l'objectif 2023 à la baisse et d'ambitionner environ 6 opérations par an de 10MW thermiques unitaires entre 2018 et 2023 et 11 opérations par an de 10MWth entre 2024 et 2028.

Le potentiel maximum d'offre

L'exploitation de la géothermie profonde est limitée à des formations géologiques suffisamment profondes et perméables, qui renferment des aquifères dont l'eau s'est échauffée en profondeur au contact des roches. L'un des enjeux de la filière concerne le développement de la géothermie profonde couplée à des réseaux de chaleur en Île-de-France (création, extension de réseaux existants, passage en géothermie de réseaux ayant recours à des combustibles fossiles) mais également sur d'autres aquifères moins connus que le Dogger. D'autres aquifères profonds ont un gisement à fort potentiel mais leur ressource précise est peu connue ; il s'agit par exemple des aquifères du Trias et du Lusitanien en Île-de-France, des aquifères du bassin Aquitain, d'Alsace, des Hauts de France et de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur. Le potentiel maximum de la géothermie profonde pour la production de chaleur est estimé à 5,8TWh.

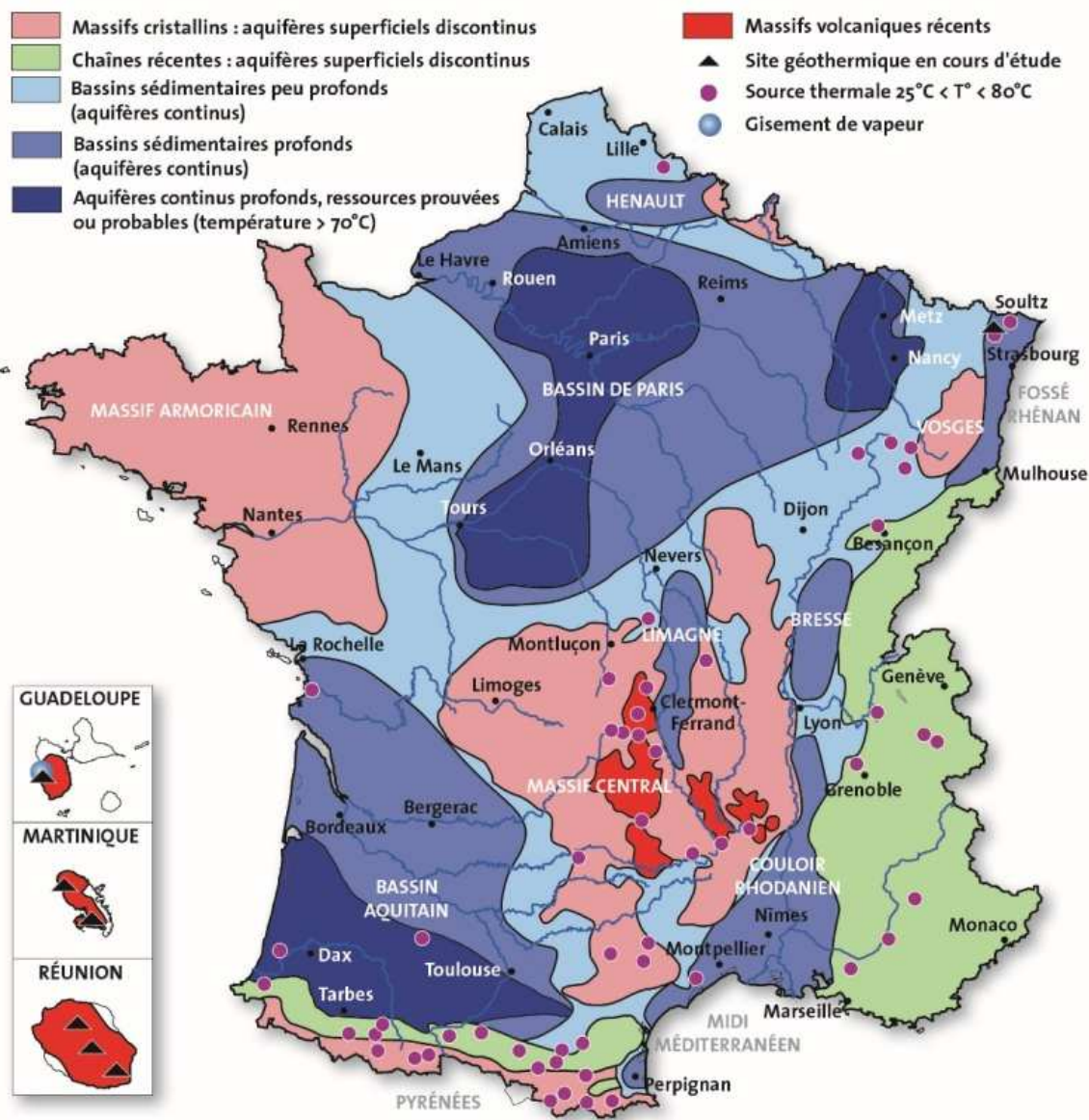


Figure 38 : Carte des aquifères en métropole (Source : ©BRGM IM@Gé)

Enjeux socio-économiques, industriels et environnementaux

Rendement

Le rendement énergétique des opérations de géothermie profonde est très bon, en particulier lorsqu'il est couplé avec des réseaux de chaleur. On estime alors que le rendement est de l'ordre de 95 %. La géothermie profonde est par ailleurs une énergie de long terme : la durée de vie d'un puits est de 30 ans minimum.

Animation

L'un des enjeux de la géothermie consiste à monter une animation locale : les régions où un animateur dédié à la géothermie est en place affichent une dynamique plus marquée de développement de la filière (cas du Centre Val de Loire, Hauts de France, Grand Est). Aussi, un minimum de 1 animateur formé par grande région permettrait de sensibiliser tant les particuliers que les institutionnels publics ou privés aux atouts de la géothermie pour la production de chaleur et/ou de froid. Cette action mériterait être portée à la fois par l'ADEME et les Régions concernées.



Couverture des aléas géologiques

L'aléa géologique, lié à la découverte d'une ressource avec les caractéristiques de température et de débit adéquates freine le développement des projets. De plus, l'investissement dans cette phase d'exploration est élevé, ce qui nécessite d'assurer le risque d'une ressource insuffisante. Pour cela, le fonds SAF environnement²² couvre depuis les années 80 à la fois le risque court terme (ressource géothermique insuffisante) et long terme (diminution de l'exploitabilité de la ressource géothermique) pour des projets visant la production de chaleur. Il faut garantir la pérennité de ce dispositif qui a montré son efficacité et le rendre évolutif (cf. enjeu suivant relatif aux aquifères peu connus). De plus, la mise en place du fonds de garantie GEODEEP, avec le soutien de l'ADEME et la participation de la Caisse des dépôts et consignations, permettra de couvrir le risque de l'aléa géologique dans la phase de forage pour des projets en France métropolitaine produisant de la chaleur dont la température estimée est supérieure à 120°C, permettant de produire de l'électricité et/ou de la chaleur dont la ressource se localise dans des contextes géologiques métropolitains moins bien connus. Ce dispositif est en cours de notification auprès de la Commission Européenne et il importe de la finaliser pour accompagner tous les projets en géothermie profonde qui seront déposés.

Le fonds chaleur soutient d'ores et déjà les opérations de géothermie profonde (réalisation des doublets ou triplets et réseaux de chaleur associés). Il pourrait être envisagé de chercher à stimuler les opérations sur des aquifères insuffisamment connus, par exemple en finançant des compléments d'exploration (études sismique 3D...) pour apporter une garantie pour les forages à réaliser. La réalisation d'une étude sur cette évolution potentielle pourrait être menée afin de déterminer dès 2019 les modalités exactes ainsi que la dotation nécessaire, par exemple dans le cadre du doublement du fonds chaleur.

Innovation

La filière bénéficie d'un savoir-faire français et doit conserver son avance en matière d'innovation. Le développement des réseaux couplés froid/chaud à partir de géothermie est un enjeu fort. La révision de la directive sur les énergies renouvelables qui est en cours de négociation accorde une place nouvelle à la production de froid renouvelable. De plus, une modification du code minier mentionnant explicitement la production de froid par géothermie serait de nature à développer cette technologie.

Depuis 2018, le fonds chaleur soutient désormais les technologies de froid renouvelable ayant une très grande efficacité.

Les coûts

La technologie de la géothermie basse et moyenne température est mature. Si le coût d'investissement est élevé et nécessite un fort apport capitalistique (temps de retour supérieur à 10 ans hors aides), les coûts d'exploitation sont au contraire très bas, ce qui en fait l'une des EnR chaleur les moins coûteuses sur le long terme, tout en assurant une garantie de stabilité du prix. D'après l'ADEME, le coût complet de production de la géothermie profonde se situe entre 74 et 99€/MWh. Un travail de la filière est en cours pour mieux identifier les coûts par technologie et mieux caractériser l'analyse du cycle de vie. Le potentiel d'innovation existe sur la plupart des segments de la chaîne de valeur des projets (forage subhorizontal, multidrain, optimisation de la mise en exploitation des réservoirs, matériaux...). Les coûts de production devraient donc rester stables ou légèrement diminuer.

Les caractéristiques de la filière en termes d'emploi

Le marché de la géothermie basse énergie en 2014 représente 53M€. En comptant également les forages des opérations de géothermie de surface, les entreprises de forage représentent environ 2400 équivalents temps plein et la géothermie pour la production de chaleur sur réseau mobilise également des équivalents temps plein des gestionnaires de réseaux. Les professionnels sont formés et certifiés et la filière française bénéficie d'un savoir-faire. En 2016, la filière a un ratio de 1 500 emplois par TWh produit.

22. SAF environnement est une filiale de la Caisse des Dépôts et des Consignations



Les enjeux environnementaux

C'est principalement en phase d'exploration qu'on note certains risques et nuisances, notamment lors des opérations de forage (risque de mise en communication possible de plusieurs aquifères, circulation de camions...) Le dispositif réglementaire existant (code minier, loi sur l'eau) encadre la réalisation des opérations pour minimiser les nuisances.

En phase d'exploitation, les opérations de géothermie présentent peu ou pas d'impact. L'enjeu principal porte alors sur la possibilité d'épuisement de la ressource, ce qui pourrait être atténué par des productions alternées de chaud et de froid ou par une recharge du sous-sol (rafraîchissement des bâtiments, injection en été d'énergie solaire ou fatale excédentaire).

Une analyse du cycle de vie a été réalisée par le passé sur quelques opérations exemplaires (Soulz sur Forêt, Bouillante), il serait intéressant de réaliser une ACV sur une opération type du bassin parisien.

Objectif d'augmentation de la chaleur produite à partir de géothermie et mesures pour l'atteindre

2016	2023	2028
1,57 (TWh)	2,9 (TWh)	4-5,2 (TWh)

Mesures complémentaires aux mesures transversales :

- Mettre en place une animation locale, avec au moins un animateur ADEME spécialiste de la géothermie par région ;
- Soutenir l'investissement en géothermie, en réseaux de froid géothermique, solutions de stockage de chaleur par géothermie, par le Fonds chaleur ;
- Pérenniser le fond de garantie SAF et l'adapter le cas échéant afin de développer le potentiel de nouveaux aquifères peu connus en fonction des conclusions de l'étude de dimensionnement qui sera menée par l'ADEME en 2019;
- Permettre une participation du Fonds chaleur au financement de cartographies régionales pour la Géothermie de Minime Importance (GMI), et le financement d'aides à la décision sur la rentabilité économique de la ressource géothermique de surface ;
- Modifier le code minier pour mentionner explicitement la production de froid par géothermie ;
- Intégrer dans les audits énergétiques des grandes et moyennes entreprises une évaluation technico-économique de la production de chaleur solaire ou géothermique.

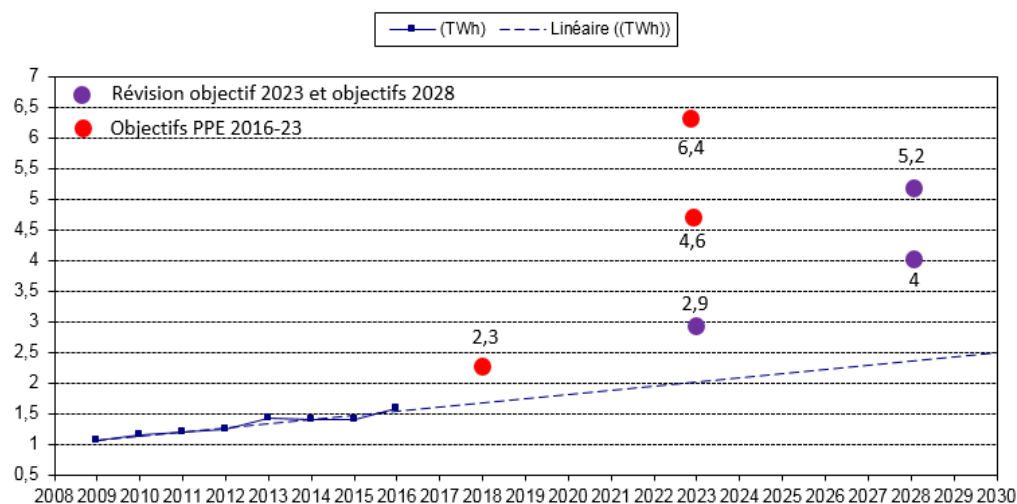


Figure 39 : Consommation finale de chaleur produite à partir de géothermie profonde (TWh)



3.1.4. Solaire thermique

Etat des lieux de la filière

En 2016, en métropole, le parc total du solaire thermique est de 2,2 millions de m² en surface installée pour une production totale de 1,17TWh/an. La surface installée dans le secteur résidentiel représente 54% de la surface totale, 43 % dans le tertiaire et 3,5 % dans l'industrie et l'agriculture.

La technologie du solaire thermique permet d'assurer soit la production d'eau chaude sanitaire exclusivement (à partir d'un chauffe-eau solaire individuel (CESI) ou d'un appareil d'eau chaude sanitaire (ECS) collectif) ou la production conjointe d'eau chaude sanitaire et de chauffage (système solaire combiné SSC).

2012	2016	Objectif bas PPE 2023	Objectif haut PPE 2023
1TWh	1,17TWh	3,1TWh	4,6TWh

Tableau 15 : Les objectifs de chaleur renouvelable à partir de solaire thermique fixés par la PPE adoptée en 2016 et le réalisé en 2012 (année de référence) et 2016

La précédente PPE prévoyait une redynamisation du solaire thermique par le biais des applications de grande surface dans le collectif, l'industrie et sur réseaux de chaleur et des perspectives dans le résidentiel individuel et collectif en cas de renforcement de la réglementation thermique en matière de production de chaleur renouvelable. La consommation finale de chaleur à partir de solaire thermique tablait sur un rythme moyen de 100 000 m² installés par an dans l'individuel et environ 200 000 m² installés par an dans le collectif / tertiaire. En 2015, on comptabilise moins de 100 000 m² installés tous secteurs confondus, donc un rythme trois fois inférieur. Pour 2023, les objectifs PPE nécessitent de multiplier par 5 à 9 les m² de surface thermique à installer par an en moyenne sur la période 2016-2023 par rapport à 2015. On note quelques signaux encourageants en 2017, comme le solaire dans le collectif qui cesse de chuter et la hausse du segment solaire combiné (moins de 500 installations par an).

Le potentiel maximum d'offre

La France dispose d'un gisement solaire particulièrement favorable qui la place au 5^{ème} rang européen. Le potentiel maximum du solaire thermique est estimé à 6TWh (horizon 2050).

Enjeux socio-économiques, industriels et environnementaux

Rendement

Le rendement énergétique varie selon la zone climatique dans laquelle est installé l'équipement solaire :

- la productivité des équipements individuels est de l'ordre de 300kWh/m²/an dans le Nord de la France et 500kWh/m²/an dans le Sud ;
- la productivité des équipements collectifs ou sur réseau est de l'ordre de 450kWh/m²/an dans le Nord de la France et 600 kWh/m²/an dans le Sud ;
- la productivité des équipements industriels dans le Sud de la France est de l'ordre de 700kWh/m²/an. Ils sont utilisés en complément et peuvent assurer 30 % des besoins de chaleur d'un industriel.

L'efficacité énergétique saisonnière des systèmes solaires combinés est supérieure ou égale à 90 %. L'efficacité énergétique pour le chauffage de l'eau varie entre 65 % et 85 % selon le profil de soutirage. Concernant l'adéquation aux besoins :

- Le chauffe-eau solaire (CESI) fournit 50-60% des besoins d'eau chaude sanitaire ;
- Les systèmes solaires combinés (SSC) fournissent 30% des besoins cumulés ECS + eau chaude, répartis en 60 - 70% ECS contre 15-25% chauffage ;



- Les chauffe-eau solaires collectifs et tertiaires fournissent 50 % des besoins d'eau.

Enjeu de la réglementation thermique

Après une période de croissance marquée jusqu'en 2008, c'est en particulier le marché du solaire individuel qui est le plus en recul. Malgré une obligation d'un minimum de 5kWh/m² d'énergies renouvelables dans les maisons neuves individuelles, le solaire thermique peine à se développer car il est en concurrence avec d'autres équipements renouvelables dont le coût d'installation est moindre et qui remplissent également les critères de la RT 2012. Un renforcement de ces critères permettrait de valoriser les équipements solaires plus performants.

Comme les marchés des bâtiments neufs collectifs ou tertiaires n'ont pas d'obligation d'incorporation des énergies renouvelables, elles ne se développent pas sur ce marché. Le projet de révision de la directive sur les énergies renouvelables prévoit dans son libellé actuel, un taux minimum en énergies renouvelables dans tous les bâtiments neufs et lourdement rénovés, y compris le collectif et le tertiaire (en plus de maisons individuelles). L'installation de solaire thermique dans le neuf et la rénovation permettrait de répondre de façon performante à cette nouvelle obligation. La modernisation du moteur de calcul de la RT2012 est en cours de réflexion afin de valoriser les systèmes de régulation, de pilotage et de stockage de l'énergie, et serait favorable au développement de la filière. Enfin, une obligation d'étude de la solution solaire thermique dans les opérations neuves a été lancée avec succès en Bretagne par l'agglomération de Brest et pourrait être dupliquée dans d'autres régions.

En rénovation, les équipements solaires thermiques sont éligibles au CITE (crédit d'impôt transition énergétique). Une aide CITE différenciée selon les technologies permettrait de favoriser les solutions solaires eu égard à leur performance.

La diffusion des systèmes solaires combinés est également soutenue dans le cadre du coup de pouce « économies d'énergie 2018-2020 ». Ce dispositif prévoit la mise en place de bonifications de certaines opérations engagées entre le 1^{er} avril 2018 et le 31 décembre 2020 au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique lorsqu'ils remplacent une chaudière au fioul par un équipement utilisant des énergies renouvelables (chaudière biomasse, pompe à chaleur air/eau, eau/eau ou hybride, système solaire combiné, raccordement à un réseau de chaleur).

Potentiel du solaire sur réseau et dans l'industrie

Une opportunité de développement du solaire thermique dans l'industrie et sur réseau de chaleur et de froid est à saisir. Le fonds chaleur permettrait de soutenir le solaire dans ces secteurs. La technologie innovante du solaire à concentration est d'ores et déjà soutenue via l'appel à projet nouvelles technologies émergentes du fonds chaleur et doit se poursuivre. Dans l'industrie, de nouveaux modèles économiques se développent comme la vente au kWh ou le leasing qui permettent de proposer une offre compétitive par rapport au gaz (et qui inclut le coût du stockage). Enfin, le fait d'étudier dans les audits énergétiques une substitution d'énergie en faveur d'une solution EnR permettrait également de porter à connaissance l'alternative solaire et ses atouts.

Le potentiel du solaire thermique est important. Il est en concurrence avec le photovoltaïque dans la mesure où il mobilise les mêmes surfaces et capacités d'investissement. Le potentiel maximum de la filière se situe sur le secteur du collectif (y compris sur réseau), du tertiaire et de l'industrie, où il permet de déployer de grandes surfaces et de faire ainsi baisser les coûts. La filière estime qu'elle est en capacité immédiate de fabriquer et d'installer 3 à 4 fois plus d'équipements solaires thermiques qu'aujourd'hui. Le secteur est aujourd'hui exportateur.

Les coûts actuels et prévisibles

Le coût complet de production de la chaleur solaire dans l'individuel est plus élevé que celui du chauffe-eau thermodynamique. Pour les systèmes solaires combinés, il est entre 225 et 337 €/MWh²³. Le coût de la chaleur dans le collectif est inférieur de 40 % à celui de l'individuel avec un coût entre 78 et

23. Source Etude « Coûts des Energies Renouvelables » ADEME édition 2016



114 €/MWh. Le solaire sur réseau présente également des coûts intéressants avec un coût entre 76 et 128 €/MWh. Les professionnels envisagent une baisse de 10 à 15 % environ du coût global sur 20 ans d'ici 2025 pour les chauffe-eau solaires et pour les systèmes solaires combinés. Une baisse des coûts est également envisagée pour le solaire dans l'industrie.

Les caractéristiques de la filière en termes d'emploi

Le marché du solaire thermique (métropole et DOM) s'élève à 343 M€ en 2015 et génère 2 470 emplois²⁴. En 2016, la filière a un ratio de 2111 emplois par TWh produit. Le repli du solaire a entraîné une baisse des emplois du solaire thermique (-28 % d'emplois entre 2013 et 2015). Les emplois sont surtout situés autour de la fabrication, l'installation et la maintenance des équipements. La production d'équipements sur le territoire national est aujourd'hui majoritairement orientée vers l'export (l'export représente 85 % de l'activité en 2015). La plupart des installateurs de capteurs solaires thermiques sont regroupés sous le label Quali'sol qui a permis de fiabiliser les installations. Enfin, la filière du collectif est réunie au sein de SOCOL²⁵, qui s'est structurée avec des qualifications pour les bureaux d'étude et les installateurs, dans l'objectif de fédérer les acteurs et de diffuser les bonnes pratiques ; SOCOL rassemble près d'un millier d'experts, de professionnels et de maîtres d'ouvrage.

Les enjeux environnementaux

Le solaire thermique présente des émissions de CO₂ faibles, de l'ordre de 35gCO₂/kWh (cas du CESI). L'impact le plus significatif est donc lié à l'appoint électrique ou gaz/fioul (taux de couverture de 50%). Enfin, la fin de vie des chauffe-eau solaires est gérée dans le cadre de la filière de gestion des déchets d'équipements électriques électroniques avec donc une priorité donnée au recyclage.

Objectif d'augmentation de la production de chaleur à partir de solaire thermique et mesures pour l'atteindre

Pour 2023, les objectifs correspondent à l'installation d'environ 100 000 m² par an de solaire thermique dans le secteur du bâtiment (dont la moitié dans l'individuel) et un parc de 150 000m² dans l'industrie (environ 50 centrales solaires).

Pour 2028, les objectifs correspondent à l'installation de 150 000 m² à 350 000 m² par an dans le secteur du bâtiment (dont 70 % dans l'individuel en se basant sur un fort développement des systèmes solaires combinés) et un parc de 300 000 m² dans l'industrie (environ 100 centrales solaire).

2016	2023	2028 Scénario A	2028 Scénario B
1,17	1,75	1,85	2,5

Mesures complémentaires aux mesures transversales :

- Dans l'individuel :
 - Augmenter le soutien de l'État aux dispositifs solaire thermique (SSC, CESI...) dans le cadre du recentrage du CITE sur les travaux les plus efficaces ;
 - Développer un kit de communication pour les conseillers sur l'intérêt du solaire thermique dans l'individuel, pour qu'ils soient mieux armés pour promouvoir cette solution.
- Dans le collectif, tertiaire et l'industrie :
 - Prolonger l'appel à projets du fonds chaleur pour les grandes surfaces solaires thermiques pour 3 ans minimum et revoir les critères d'évaluation des projets d'ici 2019 ;

24. Source « Marchés & emplois dans le domaine des EnR » ADEME édition juillet 2017

25. Dispositif initié en 2009 par Eneplan, avec le soutien de l'ADEME et de GRDF



- Permettre des aides du fonds chaleur à la réhabilitation d'installations défaillantes (audit de dimensionnement, instrumentation des performances, montée en compétences, subvention sous condition par exemple si aucun soutien déjà accordé sur l'installation ou si un CPE est envisagé) ;
- Simplifier et uniformiser l'attribution des aides Fonds chaleur pour le solaire thermique dans le neuf d'ici 2019 dans l'attente de la future réglementation thermique ;
- Pour la TVA à taux réduit de la chaleur livrée par des réseaux EnR&R, prendre en compte l'alimentation des réseaux de chaleur fin 2018 par du solaire thermique ;
- Intégrer dans les audits énergétiques des grandes et moyennes entreprises une évaluation technico-économique de la production de chaleur solaire ou géothermique ;
- Développer une communication sur l'intérêt du solaire thermique vers le milieu agricole ;
- Diversifier le rôle des animateurs bois énergie vers d'autres technologies comme le solaire thermique et la géothermie.

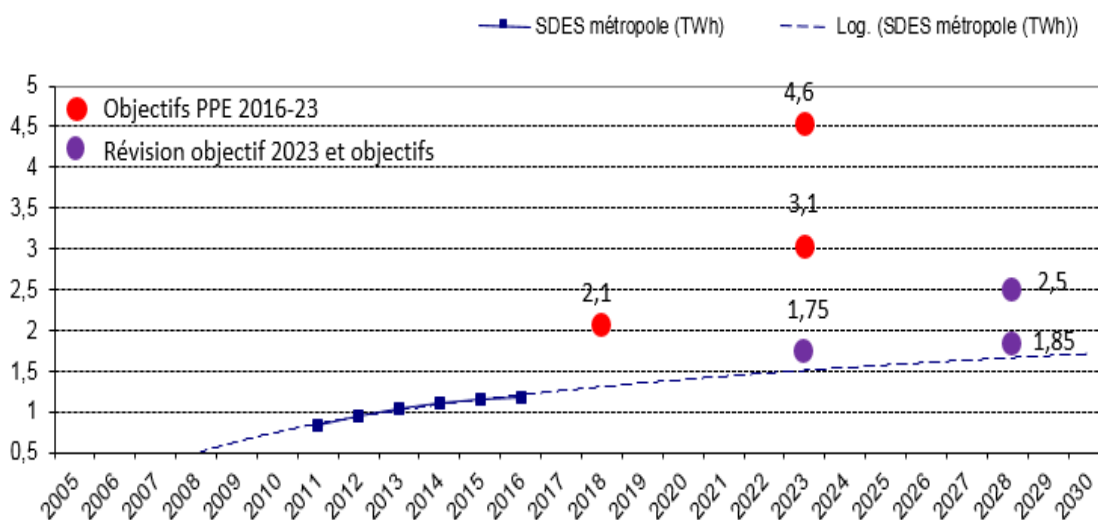


Figure 40 : Consommation finale de chaleur produite par du solaire thermique (TWh)

3.1.5. La chaleur de récupération

La chaleur fatale, est la chaleur générée par un procédé qui n'en constitue pas la finalité première et qui n'est pas nécessairement récupérée²⁶. Lorsque cette chaleur fatale est récupérée et valorisée, on parle de chaleur de récupération. Les sources de chaleur fatale sont très diversifiées : il peut s'agir de sites industriels, de bâtiments tertiaires (datacenters, eaux usées...), les unités de valorisation énergétique des déchets ménagers dits UVE (sous l'angle de leur partie non renouvelables²⁷) ou encore de sites de traitement d'autres déchets (CSR, traitement thermique des boues...) La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte a fixé l'objectif de multiplier par 5 la quantité de chaleur et de froid renouvelable et de récupération livrée par les réseaux d'ici 2030 (référence 2012). La chaleur de récupération, qu'elle soit valorisée sur place en autoconsommation ou qu'elle réponde à des besoins à proximité via à un réseau de chaleur, participe à ces objectifs.

26. La chaleur issue de cogénération, dont le but est de produire simultanément de la chaleur et de l'électricité n'est pas considérée comme une chaleur de récupération (Bulletin officiel n°32 du 8 mars 2007 sur les conditions d'application de la TVA réduite sur les livraisons d'énergie calorifique).

27. De façon conventionnelle, on considère que 50 % de la production d'énergie des unités de valorisation énergétique des déchets ménagers est renouvelable et 50 % est de la chaleur de récupération.



La quantité de chaleur de récupération industrielle actuellement valorisée par des réseaux de chaleur est estimée, en livraison, à 445 GWh²⁸. La quantité de chaleur de récupération issue des unités de valorisation énergétique des déchets s'élève en livraison à 4 TWh²⁹.

Le potentiel maximum d'offre

Le gisement technique de chaleur fatale industrielle à plus de 30°C est estimé à 109 TWh³⁰ et un 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 de 8,4 TWh. En considérant la part valorisable en externe de ce gisement, la quantité de chaleur fatale à plus de 60°C disponible à proximité des réseaux de chaleur urbains existants est quantifiée à 12,3 TWh, dont 56 sites à proximité d'un réseau de chaleur existant qui totalisent 9 TWh. En considérant la baisse des consommations énergétiques dans l'industrie d'ici 2035, on peut estimer un potentiel maximum récupérable dans les réseaux de 7,7 TWh. Le potentiel maximal des unités de valorisation énergétique des déchets ménagers après optimisation/modification des unités existantes, est estimé à 10 TWh de chaleur supplémentaire par rapport à 2009, dont 6 TWh à destination des réseaux de chaleur et de froid (à quantité de déchets brûlés équivalente). Cela correspond à un potentiel de 9 à 10,5 TWh en chaleur livrée par les réseaux à partir de l'énergie des unités de valorisation énergétique. Enfin, les combustibles solides de récupération sont susceptibles également de participer au développement de la chaleur de récupération dans les réseaux de chaleur et de froid à hauteur de 1,7 TWh.

Il existe également un potentiel de récupération de chaleur des eaux usées. Le gisement a été estimé en Île-de-France à 2 TWh dont 1,1 TWh valorisable. Une estimation du potentiel de chaque région pourrait ainsi être élaborée à l'occasion des SRADDET. L'ADEME pourrait également évaluer ce potentiel à l'occasion de la mise à jour de son étude sur la chaleur fatale.

Enjeux socio-économiques, industriels et environnementaux

Les enjeux de la récupération de chaleur industrielle portent principalement sur la capacité à contractualiser entre industriels, ou entre un industriel et un réseau de chaleur (public ou privé). Des questions de durée d'engagement, et plus globalement de rentabilité économique peuvent freiner les projets. Une étude sur le financement des investissements de récupération industrielle en cours permettra d'identifier les freins au développement des projets, ainsi que les leviers d'action à mettre en œuvre (financiers, réglementaires, fiscaux...) ³¹. Depuis 2015 le fonds chaleur accompagne les projets de récupération de chaleur fatale. Cette dynamique doit se poursuivre en ciblant une action spécifique sur la cinquantaine de sites identifiés à proximité d'un réseau existant. Depuis 2015, les installations classées de plus de 20 MW générant de la chaleur fatale non valorisée doivent ³² réaliser une analyse coûts-avantages sur l'opportunité de la valoriser dans un réseau de chaleur. De même, toute installation nouvelle ou lourdement rénovée de production d'énergie dans un réseau doit étudier en priorité la possibilité de valoriser la chaleur fatale des sites à proximité du réseau. Cette étude, lorsqu'elle est réglementairement exigible, figure désormais dans la liste des pièces à fournir pour toute demande d'aide du fonds chaleur. Les enjeux spécifiques de la valorisation énergétique des déchets (dont UVE, CSR..) sont traités au paragraphe 3.2.

La valorisation de chaleur fatale par un industriel s'inscrit dans une démarche d'offre d'énergie bon marché sur un territoire, ce qui renforce l'attractivité de ce dernier et aide au maintien de l'activité industrielle. La concertation, le partage de services, la création d'infrastructures énergétiques dans les

28. Source : enquête annuelle des réseaux de chaleur, édition 2017 SNCU.

29. Pour plus de détails sur l'évaluation de la chaleur produite par la valorisation énergétique des déchets, voir paragraphe 5.5.

30. Source : « la chaleur fatale industrielle, édition 2017 », ADEME.

31. Étude pilotée par l'ADEME en 2018.

32. Il s'agit des installations nouvelles ou faisant l'objet d'une rénovation substantielle. Une rénovation substantielle correspond à une rénovation dont le coût dépasse de 50 % le coût d'une unité neuve comparable.



zones de regroupement d'industries calo-intensives est susceptible de favoriser les échanges énergétiques entre acteurs (collectivités, entreprises, etc.), avec une communication claire sur les bénéfices attendus en termes économiques et environnementaux, même si les priorités, stratégies et objectifs de ces acteurs diffèrent.

Les coûts actuels et prévisibles

Le coût moyen des projets de récupération de chaleur fatale financés par le fonds chaleur est de 97€/MWh (hors aide). On constate que le coût de la chaleur vendue par les UVE aux réseaux de chaleur est très compétitif, autour de 10 à 25€/MWh.

Les enjeux environnementaux

Les enjeux environnementaux de la récupération de chaleur fatale sont positifs puisqu'ils permettent de réduire la consommation d'énergie en captant l'énergie thermique inutilisée.

Objectifs de développement et mesures

La PPE fixe ici un objectif de livraison de la chaleur de récupération (industrielle, des datacenters et des déchets) par des réseaux de chaleur et de froid. Ces objectifs correspondent à une multiplication d'ici 2028 par 5 à 6 de la quantité de chaleur fatale industrielle récupérée, à l'amélioration de 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. Le scénario B 2028 conduit à une augmentation du taux de récupération en moyenne dans les réseaux de 0,8 % par an sur la période 2016-2028.

- La chaleur fatale industrielle représente une contribution de 0,84TWh en 2023 (soit un doublement par rapport à la situation de référence 2016) et entre 2,3TWh et 3TWh en 2028 (soit une multiplication par 5 à 6 par rapport à la situation 2016). ;
- L'amélioration de 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 solides de récupération représentent dans les réseaux 3,6TWh en 2023 et entre 5,3TWh et 6,9TWh en 2028 (sachant que 50 % est d'ores et déjà compté dans l'objectif biomasse).

	2016	2023	2028 Scénario A	2028 Scénario B
Objectif (TWh) y compris la part EnR&R des UIOM	3	4,47	12	18

Mesures complémentaires aux mesures transversales :

- Evaluer la possibilité de soutien à la mise en œuvre des recommandations par le fonds chaleur ou d'autres dispositifs adaptés (accompagnement humain au montage de projets de récupération de chaleur fatale, etc.) ;
- Rendre obligatoire la valorisation énergétique du biogaz capté dans les installations de stockage de déchets ;
- Amplifier l'amélioration de l'efficacité énergétique des unités de valorisation énergétique des déchets ménagers, mener une action spécifique sur la dizaine d'incinérateurs sans valorisation énergétique et aller au-delà du critère minimal d'efficacité énergétique des unités existantes.
- Evaluer le potentiel de récupération de la chaleur des eaux usées à travers les SRADDET et la mise à jour de l'étude ADEME sur la chaleur fatale.



3.2. La valorisation énergétique des déchets

L'utilisation de déchets à des fins de production d'énergie contribue à l'économie circulaire quand elle est réalisée sur des déchets n'ayant pu être évités et non valorisables sous forme matière. La LTECV a fixé deux principes pour la valorisation énergétique des déchets : la gestion de proximité des déchets et la recherche de procédés de valorisation énergétique efficace. En 2016, la valorisation énergétique des déchets représente :

- 3,3 TWh provenant du biogaz des installations de stockage de déchets non dangereux (ISDND) ;
- 9,4 TWh provenant des usines d'incinération d'ordures ménagères (UIOM) ;
- 5,5 TWh provenant de la valorisation du biogaz issu de méthanisation.

Les installations de co-incinération³³ représentent également plusieurs TWh d'énergie issue de déchets.

Les gisements de déchets mobilisables

La politique d'économie circulaire lancée par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte devrait profondément modifier la valorisation énergétique des déchets. Les flux de déchets vont être massivement réorientés. A l'horizon 2025 :

- 9,8 Mt de déchets de moins entreront en ISDND notamment de biodéchets, c'est-à-dire les déchets qui produisent le biogaz. Cette orientation va réduire la production de biogaz des ISDND de l'ordre de 25 % en 2025 soit 2,5 TWh ;
 - les UIOM recevront 2,9 Mt d'ordures ménagères de moins (PCI 2300kWh/t) et 1,5Mt supplémentaires de refus de tri d'un PCI de 2800kWh/t, ce qui devrait réduire la production d'énergie d'environ 2,5TWh ;
 - 8Mt de biodéchets devraient être collectés séparément et être valorisés. La moitié (4Mt) sera méthanisé, ce qui devrait générer 2,8TWh d'énergie supplémentaires ;
 - 2,4 Mt de refus de tri à haut pouvoir calorifique (PCI de 3500kWh/t) vont être préparés sous forme de combustibles solides de récupération et pouvoir générer 8,4TWh d'énergie.

Une partie des déchets orientés ci-dessus vers la valorisation énergétique pourrait faire l'objet de traitement thermique tel que : la pyrogazéification. Ces techniques sont en cours de développement sur le territoire et il n'est pas possible de préciser à ce stade la part des déchets qui seront concernés.

Dans un contexte de détournement des biodéchets des décharges, la communication de la Commission européenne du 26 janvier 2017 précise que la valorisation du biogaz issu d'ISDND ne peut plus constituer un objectif en tant que tel. Par conséquent, le dispositif de soutien à l'injection existant pour la production d'électricité sera conduit à terme et ne sera pas prolongé au-delà. Il offrira une capacité supplémentaire de 60 MW de nouvelles installations, au plus tard en 2023. Les dispositifs de soutien doivent prendre en compte la décroissance du gisement et accompagner les filières concernées.

Enjeux socio-économiques, industriels et environnementaux

Les incinérateurs d'ordures ménagères

La France dispose d'un parc de 126 installations d'incinérateurs d'ordures ménagères. En 2015, les 113 installations équipées d'un dispositif de récupération d'énergie ont produit 2,3 TWh d'énergie électrique et 7,1 TWh de chaleur. La composition du parc français est la suivante :

³³ Installation dont l'objectif essentiel est de produire de l'énergie ou des produits matériels et qui utilise des déchets comme combustible habituel ou d'appoint ou dans laquelle les déchets sont soumis à un traitement thermique en vue de leur élimination.



- 52 unités représentant 56% des déchets incinérés, sont considérées comme des unités de valorisation énergétique (>R1) ;
- 64 unités représentant 42% des déchets incinérés comme unités de récupération ($R1 < 0,6$ ou $0,65$) ;
- 10 petites unités pour 2% des déchets incinérés d'unités d'élimination (aucune valorisation). Les 10 unités ne valorisant pas l'énergie sont de petites tailles, et vouées à fermer dans les prochaines années.

Le parc est constitué d'un grand nombre d'installations de petites tailles, plutôt anciennes, ayant fait l'objet de gros travaux de mises aux normes dans les années 2000-2005.

Ce parc ne cesse d'évoluer et la récupération de l'énergie fatale de l'incinération est amenée à se généraliser et à se développer. D'ici 2025 les incinérateurs ne valorisant pas les déchets devraient fermer. Peu d'installations seront construites dans les prochaines années. Aussi, il est important d'encourager à l'optimisation des unités existantes. Ceci se traduit par un accompagnement possible des opérations d'optimisation dans le cadre du Fonds Chaleur et du Fonds Déchets. L'ADEME suit les opérations d'optimisation des unités et sensibilise les collectivités aux avantages d'une valorisation énergétique optimale de leurs installations (impacts économiques, fiscaux, environnementaux, développement local et emploi...).

Un BREF³⁴ est actuellement en cours l'élaboration, qui rendra obligatoire un certain nombre de dispositifs de performance énergétique³⁵. Cette optimisation pourrait conduire à une production de chaleur supplémentaire de l'ordre de 7 à 10 TWh dont 60% (4 à 6 TWh) à destination des réseaux de chaleur et de refroidissement, il conviendrait de maintenir les aides versées au titre du fonds déchets (et du fonds chaleur pour les réseaux de chaleur de récupération).

En 2028 la production de chaleur à partir d'UIOM devrait être de 15 à 18 TWh, et la production d'électricité de 2,3TWh.

Les installations de production d'énergie à partir de combustion de combustibles solides de récupération (CSR)

En 2017, 800 kt de CSR sont produits en France : 100 kt sont exportés, 300 kt sont consommés par la filière des cimenteries, 200 kt seront consommés par les installations soutenues dans le cadre de l'appel à projets « CSR » de l'ADEME et 200 kt ne trouvent pas de débouchés. À l'horizon 2025, le gisement annuel de CSR est estimé à 2,5 Mt, dont 1 Mt plus particulièrement à la co-incinération dans les cimenteries. Un gisement de 1,4 Mt (environ 4,9TWh) pourrait ainsi être orienté vers des unités de valorisation énergétique de CSR. Ce flux aura toutefois vocation à décroître dans le temps du fait de l'efficacité des politiques de prévention et d'amélioration de la valorisation matière.

Les rendements de la production d'énergie fournie à partir de déchets sont compris entre 25 % et 40 % suivant les technologies pour la production d'électricité, entre 45 % et 55 % pour la production de chaleur par cogénération et aux alentours de 90 % pour la production de chaleur seule. La priorité sera donc donnée à la production de chaleur.

Le gisement de CSR ne bénéficiant pas de débouché identifié se monte ainsi à un potentiel de 200 kt en 2018, s'accroissant de 150 kt environ chaque année d'ici 2025. Un potentiel annuel de 200 kt sera actuellement orienté vers l'appel à projets CSR de l'ADEME, financé par le fonds déchets pour un volume de 100 MW PCI annuel à hauteur de 30 M€. Le coût du soutien de cet appel à projets se monte en moyenne à 3,5 €/MWh produit sur 20 ans sous forme d'aides à l'investissement.

34. BREF : Best Available Techniques Reference.

35. Le décret relatif au plan régional de prévention et de gestion des déchets en application de la loi NOTRe prévoit l'amélioration de l'efficacité énergétique des unités de valorisation énergétique des déchets en limitant la part des quantités incinérées dans des unités n'atteignant pas le critère « R1 » à 50 % des quantités incinérées en 2010 d'ici 2025.



Le fonds déchets finance à travers l'appel à projets CSR la production de chaleur en métropole à partir de CSR (100 % CSR). Le fonds chaleur finance quant à lui les réseaux de chaleur permettant de valoriser l'énergie produite à partir de CSR au titre des énergies de récupération, en cohérence avec l'objectif de la LTECV de multiplication par 5 de la quantité de chaleur et de froid renouvelable et de récupération dans les réseaux d'ici 2030. La TVA à taux réduit de 5,5 % est également déjà applicable aux réseaux alimentés à plus de 50 % par des énergies renouvelables et de récupération, dont les déchets.

La production de biocarburants et de biogaz

Les intrants pouvant être utilisés dans un méthaniseur comprennent principalement les effluents d'élevage, de la biomasse agricole (cultures énergétiques, résidus agricoles etc.), les sous-produits d'industries agro-alimentaires, les biodéchets des ménages et des professionnels (déchets alimentaires, déchets végétaux) les boues de station d'épuration (urbaines et industrielles) ou d'autres déchets organiques valorisables issus de l'assainissement. Certains de ces intrants, comme les graisses, peuvent faire l'objet d'une utilisation concurrente pour la production de biocarburants. D'autres correspondent à des sous-produits des industries agro-alimentaires dont il convient de ne pas déséquilibrer les valorisations déjà existantes.

La filière méthanisation est présentée dans la partie biogaz.

Le gisement global de déchets alimentaires (biodéchets hors déchets verts) des ménages est estimé à 8 Mt dont la moitié est susceptible d'être dirigée vers la méthanisation, après un tri à la source, soit un gisement de 4 Mt/an d'ici 2025. A ceci il faut ajouter la captation de l'ensemble des biodéchets des professionnels, soit à peu près 2 Mt de déchets alimentaires, sachant que l'essentiel du gisement mobilisé part aujourd'hui en méthanisation, soit 1Mt de déchets supplémentaires. Ce gisement de 5Mt de déchets méthanisés pourrait produire 3,5TWh d'énergie primaire.

Les déchets de bois

Outre la part pouvant être préparée sous forme de CSR, le gisement de bois en fin de vie est traité dans la partie 5.5.

Les enjeux environnementaux

Toutes les installations de traitement de déchets sont soumises à la réglementation ICPE et bénéficient à ce titre d'un cadre rigoureux pour l'évaluation de leurs impacts et nuisances.

L'objectif n'est pas de maximiser la production d'énergie à partir de déchets mais de maximiser la valorisation énergétique des déchets qui n'ont pas pu être évités et qui ne sont pas valorisables sous forme matière. Le recours aux déchets pour la production d'énergie ne doit ni réduire les actions de prévention des déchets ni capter des flux de déchets qui auraient pu être valorisés sous forme matière. La valorisation énergétique des déchets s'inscrit dans les lignes de la communication de la Commission européenne du 26 janvier 2017 « The role of waste-to-energy in the circular economy ».

Au total 16,8 TWh de chaleur devraient être produits par des installations de valorisation des thermiques des déchets, 3,5 TWh utilisés par l'industrie cimentière et 2,3TWh d'électricité produits.

Sur les 16,8 TWh de chaleur, la moitié de la chaleur générée par les UIOM est considérée comme renouvelable et comptabilisée dans l'objectif biomasse, et l'autre moitié est considérée comme de l'énergie de récupération. Elle contribue à hauteur de 4,5 à 5,2 TWh à l'objectif d'incorporation d'ENR&R dans les réseaux de chaleur. Sur les 4,9 TWh de chaleur générés par les CSR. On estime ainsi qu'environ 2TWh pourront être valorisés par des réseaux de chaleur et être comptabilisés au titre des énergies de récupération.



Objectifs de développement et mesures

Il n'y a pas d'objectif quantitatif de production d'énergie à partir de déchets. Les ordres de grandeur sont reportés dans les paragraphes pertinents.

Mesures :

- Amplifier l'amélioration de l'efficacité énergétique des unités de valorisation énergétique des déchets ménagers, mener une action spécifique sur la dizaine d'incinérateurs sans valorisation énergétique et aller au-delà du critère d'efficacité énergétique des unités existantes, notamment en lien avec la publication du BREF pour ce secteur : l'inspection des installations classées pourra être appelée à examiner le ratio d'efficacité énergétique de chaque unité de valorisation énergétique pour qu'il atteigne le meilleur ratio possible dans la fourchette admissible ;
- Maintenir les aides versées au titre du fonds déchets pour l'amélioration de l'efficacité énergétique des UIOM et du fonds chaleur pour le raccordement aux réseaux de chaleur de récupération ;
- Reconduire l'appel à projets sur les combustibles solides de récupération de l'ADEME.

3.3. Les carburants liquides

En 2016, la consommation intérieure de produits pétroliers raffinés (hors biocarburants) s'établit à 808TWh, en baisse de 2,1 %. Elle s'inscrit dans la tendance baissière de long-terme amorcée au début des années 2000 (cf. figure ci-dessous).

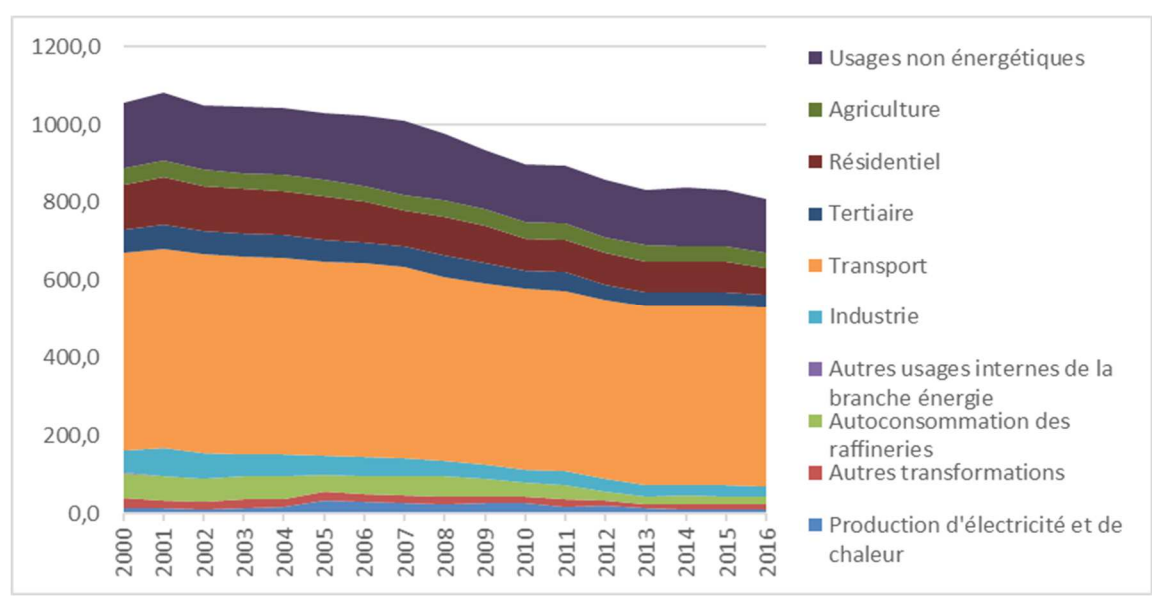


Figure 41 : Consommation totale de produits pétroliers raffinés par secteur (hors biocarburants) en TWh³⁶

36. Données corrigées des variations climatiques, soutes maritimes et aériennes internationales exclues.* les consommations des armées sont comptabilisées dans le présent bilan au sein du secteur tertiaire.

** ce poste correspond aux produits semi-finis issus de l'industrie pétrochimique et retournés en raffineries pour être retraités. Il contient également jusqu'en 2009 de faibles quantités de coke de pétrole enfournées en cokeries.

Source : calculs SDES, d'après CPDP, CFBP, Insee, SSP, SFIC, Uniper, Douanes, DGEC, Ministère de la défense, EDF, Citepa.



La consommation de carburants liquides fossiles devrait décroître du fait des actions de maîtrise de la consommation, et notamment celles sur la mobilité : modification des mobilités, baisse des consommations unitaires des véhicules, remplacement de véhicules thermiques par des véhicules électriques, ou substitution de carburants fossiles par des carburants biosourcés. En 2023 la consommation finale de carburants liquides devrait être de 406TWh et 348TWh en 2028.

En 2015, la directive 2015/1513 « ILUC »³⁷ a confirmé un objectif de 10 % d'énergies renouvelables dans les transports en 2020 avec un plafond de 7 % pour les biocarburants en concurrence alimentaire et un objectif indicatif de 0,5 % en 2020 pour les biocarburants avancés. Elle définit la liste des matières premières qui permettent d'élaborer des biocarburants avancés. La LTECV a adopté un objectif plus ambitieux de 15 % d'énergies renouvelables dans la consommation finale de carburant à l'horizon 2030. L'atteinte de cet objectif nécessite d'accroître le taux d'incorporation de biocarburants mais aussi de développer davantage les carburants alternatifs ayant une plus faible émission de carbone que les carburants fossiles traditionnels. La directive ENR³⁸, en négociation au moment des travaux sur la PPE 2, doit définir les objectifs d'énergie renouvelable pour le secteur des transports à 2030 et les trajectoires 2020-2030 pour les différentes catégories de biocarburants. Elle confirme la volonté européenne de limiter le recours aux biocarburants conventionnels, c'est-à-dire entrant en concurrence avec la production de produits alimentaire, tout en préservant les investissements réalisés, et la volonté de promouvoir les biocarburants issus de déchets et résidus, dits biocarburants avancés au-delà des objectifs fixés par la directive 2015/1513 « ILUC ». Elle prévoit également de limiter l'usage des matières premières ayant le plus fort impact en termes de changement d'usage des sols (comme certaines huiles issues en particulier de palme ou soja).

3.3.1. La production de pétrole brut sur le territoire français

La production nationale d'hydrocarbures s'élève à 0,8 Mt/an et représente 1 % de la consommation nationale. La loi mettant fin à la recherche et à l'exploitation des hydrocarbures conventionnels et non conventionnels³⁹ va conduire à un arrêt progressif de la production nationale à horizon 2040. En 2023 et 2028 la production est estimée respectivement à 0,7 Mt et 0,6 Mt.

3.3.2. Le raffinage

En France, le secteur du raffinage a été marqué par la fermeture de plusieurs installations au début des années 2010. La France métropolitaine ne compte désormais plus que sept raffineries. Elles ont une capacité annuelle de raffinage d'environ 62Mt de pétrole brut par an. Elles sont alimentées principalement par voie maritime ou par oléoducs. En dehors de la fabrication de carburants et de combustibles, le raffinage permet la fabrication de produits non énergétiques comme les lubrifiants ou le bitume. Le raffinage a aussi une importance toute particulière pour approvisionner l'industrie pétrochimique.

37. Directive (UE) 2015/1513 du Parlement européen et du Conseil du 9 septembre 2015 modifiant la directive 98/70/CE concernant la qualité de l'essence et des carburants diesel et modifiant la directive 2009/28/CE relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables (Texte présentant de l'intérêt pour l'EEE) dite « CASI » ou « ILUC ».

38. Directive 2009/28/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et modifiant puis abrogeant les directives 2001/77/CE et 2003/30/CE (Texte présentant de l'intérêt pour l'EEE).

39. 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, disponible sur <https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000036339396&dateTexte=&categorieLien=id>



En 2017, la production nationale de produits finis, nette de la consommation propre des raffineries, s'élève à 55 Mt. Les raffineries françaises produisent principalement du gazole (37 % du total de la production en 2017), des supercarburants (17 %), du fioul lourd (9,5 %), et des produits non énergétiques (18 %). Le fioul domestique représente 7 % du total de la production nationale de produits raffinés, le kérosène 8 %, le GPL 3 % et l'ensemble des autres produits 4,5 %. Cette répartition est stable ces dernières années.

L'outil industriel doit s'adapter en permanence afin de répondre à la demande tout en améliorant la performance environnementale et l'efficacité énergétique. Des transformations seront nécessaires pour adapter l'outil industriel à la consommation et aux critères de durabilité.

Le raffinage contribue à l'emploi en France dans le secteur de l'énergie : ses activités représentent autour de 7 000 emplois directs, auxquels s'ajoutent environ 30 000 emplois indirects.

Par ailleurs, le gouvernement français est soucieux non seulement de limiter la consommation en énergie fossile mais aussi d'importer de préférence les énergies fossiles ayant le moins d'impact environnemental.

L'article 8 de la loi « hydrocarbures » prévoit que le Gouvernement présente au Parlement un rapport sur l'origine des hydrocarbures importés et consommés en France. Ce rapport doit étudier l'impact environnemental de l'extraction et du raffinage des hydrocarbures conventionnels et non conventionnels, et en particulier :

- classer les empreintes environnementales des étapes d'extraction et de raffinage de pétrole,
- identifier les critères de variabilité des émissions de gaz à effet de serre associées à l'extraction et au raffinage de pétrole,
- apprécier la faisabilité de différencier les produits pétroliers en fonction de l'origine des bruts dont ils sont issus,
- proposer des pistes de progression quant à la mesure des émissions de gaz à effet de serre liées à l'extraction de pétrole et à la traçabilité des flux physiques d'hydrocarbures.

Mesures

- Mettre en œuvre les conclusions du rapport au Parlement sur l'origine des hydrocarbures liquides (pétrole brut et produits raffinés) mis à la consommation en France, en fonction notamment de leur origine, du type de ressource, de leurs conditions d'extraction et de transport.
- Soutenir la consommation d'essence par rapport au gazole par un rééquilibrage progressif de fiscalité, tant qu'un parc de véhicules thermiques demeure.

3.3.3. Les biocarburants

Etat des lieux de la filière

En France, le plafond de 7 % fixé pour l'incorporation de biocarburants conventionnels dans les carburants liquides est atteint. Une des priorités de la PPE est de développer les carburants de seconde génération dits « avancés », produits à partir de déchets et résidus. C'était déjà un objectif de la PPE adoptée en 2016.



	Situation 2016	Objectif PPE 2018	Objectif PPE 2023
% d'incorporation dans l'essence consommée	n.d.	1,6%	3,4 %
% d'incorporation dans le diesel consommé	n.d.	1%	2,3 %

Tableau 16 : Les objectifs fixés par la PPE adoptée en 2016 pour la consommation de biocarburants de 2^{ème} génération

La première PPE avait fixé des objectifs d'incorporation de biocarburants avancés (issus de déchets, de résidus ou de matières lignocellulosiques) avec l'hypothèse que la nouvelle directive européenne allait autoriser des carburants à plus forte teneur en biocarburants et que la mélasse et l'amidon C ainsi que les résidus acides d'huiles alimentaires seraient considérés comme des biocarburants avancés. Or ces trois matières ne sont pas retenues dans ce classement. C'est pourquoi les résultats sont très éloignés des objectifs adoptés. Si on recalcule les objectifs 2023 avec le nouveau périmètre, ils auraient été respectivement de 1,8% pour l'essence et 0,85% pour le diesel.

Les objectifs à venir doivent être calés sur le même périmètre que celui établi dans la directive RED2, c'est-à-dire en ne prenant en compte que les biocarburants produits à partir des matières premières listées à l'annexe IX de la directive.

Encadré 5 : Les biocarburants aéronautiques

Le transport aérien devra compter sur le déploiement de biocarburants aéronautiques innovants et durables en complément du progrès continu des technologies, des améliorations opérationnelles et des mesures de marché telles que le CORSIA, pour répondre au défi climatique et réduire son empreinte carbone. Ces biocarburants constituent un levier stratégique pour la réduction des émissions nettes d'un secteur en croissance disposant d'un nombre limité d'alternatives énergétiques. Les carburants bio-sourcés, pouvant être issus de l'économie circulaire, permettraient d'économiser jusqu'à 90% d'émissions de carbone sur l'ensemble de leur cycle de vie. Certains peuvent être incorporés à hauteur de 50% au carburant d'origine fossile, représentant dès lors des réductions d'émission significatives.

Des progrès considérables ont été accomplis ces dernières années notamment en termes de performance et de certification des biocarburants aéronautiques. L'exploitation opérationnelle des biocarburants aéronautiques est aujourd'hui maîtrisée. La feuille de route d'Ancre (Alliance nationale de coordination de la recherche pour l'énergie) a évalué le potentiel français des filières de production de biocarburants aéronautiques. Au niveau mondial, 6 filières de biocarburants aéronautiques ont reçu la certification ASTM (American Society for Testing and Materials) et ont été identifiées comme étant des alternatives renouvelables et durables au carburant d'aviation d'origine fossile. D'autres filières innovantes sont à l'étude, avec des faisabilités et des horizons de certification variables, confirmant l'étendue des possibilités technologiques. Les technologies certifiées de production de biocarburant aérien permettent la fabrication de molécules proches de celles présentes dans le kérosène et totalement compatibles. L'utilisation de ces biocarburants ne nécessite pas d'ajustement sur les avions ni sur les infrastructures aéroportuaires.

Pour favoriser l'émergence d'une filière française de biocarburants aéronautiques, L'État, Air France, Airbus, Safran, Suez et Total ont signé, fin 2017, un « Engagement pour la Croissance Verte » (ECV), pour étudier la faisabilité du déploiement d'une filière française de production et de distribution de biocarburants aéronautiques durables. Ses conclusions sont attendues à la fin du 1^{er} semestre 2019.

Description du gisement existant

La production de biocarburants de deuxième génération implique l'utilisation de matières qui n'entrent pas en concurrence avec la production de produits alimentaires.



Les intrants pouvant être utilisés comprennent les résidus agricoles, les déchets ménagers, municipaux ou industriels, les déchets et résidus végétaux, la paille, le fumier et les boues de station d'épuration, les effluents d'élevage, les algues, les déchets et résidus provenant de la sylviculture, les résidus de fabrication de pâte à papier, le bois, les carburants renouvelables d'origine non biologique.

Certaines matières sont utilisées dans des processus industriels déjà matures. D'autres comme la lignocellulose des plantes sont utilisées pour le développement de nouveaux procédés industriels :

- la voie thermochimique permet d'obtenir du biogazole de synthèse : on parle aussi de filière BtL (pour Biomass to Liquid) ;
- la voie biochimique permet d'obtenir de l'éthanol.

Ces nouvelles filières présentent des bilans énergétiques plus favorables que celles de la 1^{ère} génération et permettent en outre de limiter les problématiques d'usage des sols et de concurrence avec les débouchés alimentaires.

Certains de ces intrants, comme les déchets ménagers ou les boues de station d'épuration, constituent un gisement utilisable soit pour la production de biocarburants soit pour la production de biométhane. D'autres correspondent à des sous-produits d'industries dont il convient de ne pas déséquilibrer les valorisations déjà existantes. Le potentiel de matières est suffisant pour atteindre les objectifs de production de biocarburants avancés.

Les principaux défis pour le développement de la filière sont l'organisation de la mobilisation des intrants, de la logistique d'approvisionnement vers les usines de transformation ainsi que le coût de création des unités industrielles de transformation.

Enjeux socio-économiques, industriels et environnementaux

La filière de production des biocarburants est aujourd'hui une filière structurée autour des carburants de première génération. Elle contribue à la rentabilité économique de la filière sucre en France, produisant 12,5MhL d'éthanol dont 10,1 MhL valorisés dans les biocarburants et au maintien de ses 8900 emplois⁴⁰ Elle assure également dans la filière diesel la valorisation de 1,4 millions de tonnes d'huile de colza français⁴¹. La filière de production de biocarburants de 2^{ème} génération est encore en émergence et les coûts ou le contenu en emplois ne sont pas connus.

Les enjeux environnementaux

Pour être comptabilisés en tant qu'énergie renouvelable dans les carburants, les biocarburants doivent respecter des critères de durabilité (liés à la préservation de la qualité des terres cultivées, aux émissions de GES...). Ce régime, étroitement contrôlé, constitue, au niveau mondial, le programme de viabilité le plus complet afin d'éviter les effets secondaires négatifs de la production de biocarburants. C'est d'ailleurs pour cela que les quantités de carburants de première génération produites vont être stabilisées, mais ne vont pas être augmentées.

Il n'y a pas d'enjeu environnemental significatif pour les carburants de 2^{ème} génération.

Objectif d'augmentation de la consommation de biocarburants et mesures pour l'atteindre

L'objectif d'incorporation de biocarburants de 1^{ère} génération est de maintenir un niveau de 7% sans le dépasser, aux horizons 2023 et 2028. La croissance de la part bio-sourcée dans les carburants se fait donc de façon exclusive par le développement des biocarburants avancés.

Une attention forte sera portée au respect des critères de durabilité et à la traçabilité des matières premières pour atteindre les objectifs fixés.

40. Source SNPAA

41. Source : déclarations de durabilité



Taux d'incorporation de biocarburants avancés dans les carburants mis à la consommation	2016	2023	2028
Objectif filière essence (%)	0,3	1,8	3,8
Objectif filière gazole (%)	0,35	0,85	3,2

- Poursuivre le soutien national au développement des biocarburants via une incitation à l'incorporation pour les opérateurs qui mettent à la consommation les carburants.
- Au-delà du plafond existant pour les biocarburants conventionnels, limiter l'incorporation de biocarburants réalisés à partir de matières premières présentant un risque élevé d'induire des changements indirects dans l'affectation des sols (ex : certaines huiles de palme ou de soja), comme le prévoit la nouvelle directive européenne relative aux énergies renouvelables.

3.3.4. Le GPL

Le GPL est un carburant gazeux composé principalement d'hydrocarbures légers contenant trois ou quatre atomes de carbone (propane, butane). Cette formulation légère assure une réduction des émissions imbrûlées par rapport au gazole et à l'essence. Il est issu à 30 % du raffinage et à 70 % des champs de gaz.

Etat des lieux de la filière

Le parc de véhicules utilisant du GPL comme carburant est de 210 000 véhicules, ce qui représente 5 % de l'usage du GPL en France.

La vente du GPL est assurée dans plus de 1700 stations en France. Le GPL est le carburant alternatif qui possède aujourd'hui le maillage de stations le plus dense, capable d'assurer l'approvisionnement d'un parc de véhicules 10 fois supérieur au parc roulant actuel.

La diminution de la vente de GPL constatée depuis 10 ans fragilise la viabilité du GPL carburant.

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.

La filière GPL (utilisation combustible et carburant) assure 5350 emplois directs.

3.4. Le gaz

En 2017, la consommation de gaz naturel a été de 493 TWh PCS. A l'horizon 2023, les mesures de maîtrise de la demande en énergie devraient porter la consommation de gaz à 470 TWh PCS, et 420 TWh PCS en 2028. La loi fixe l'objectif de porter la part des énergies renouvelables à 10 % de la consommation de gaz en 2030. Il existe principalement trois technologies pouvant être utilisées pour atteindre cet objectif, à savoir la méthanisation, la gazéification et la conversion d'électricité d'origine renouvelable en gaz de synthèse



3.4.1. Le gaz naturel

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

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

Approvisionnement en gaz naturel

En l'absence de production nationale significative, l'approvisionnement en gaz naturel repose sur des importations. Deux types de gaz naturel sont distribués en France par le biais de réseaux distincts, à savoir le gaz à haut pouvoir calorifique ou gaz H pour 90 % de la consommation et le gaz à bas pouvoir calorifique ou gaz B. Afin d'assurer un haut niveau de sécurité d'approvisionnement en gaz H, la France s'est dotée d'une infrastructure comprenant cinq interconnexions permettant de réaliser des importations et quatre terminaux méthaniers. Cette infrastructure permet ainsi un accès à des sources diversifiées de gaz naturel.

La Norvège est le fournisseur principal de gaz naturel de la France, fournissant près de la moitié des importations françaises de gaz H (46 % en 2017). Le reste des importations présente une bonne diversification entre différents fournisseurs : la Russie (21 % des importations de gaz H en 2017), l'Algérie (9 %), le Nigeria (7 %) ou le Qatar (4%). Les interconnexions et les terminaux méthaniers permettent par ailleurs d'avoir accès à d'autres fournisseurs de moindre importance, ainsi qu'à du gaz à l'origine plus difficilement traçable provenant des marchés internationaux du gaz naturel, sous forme gazeuse ou liquéfié.

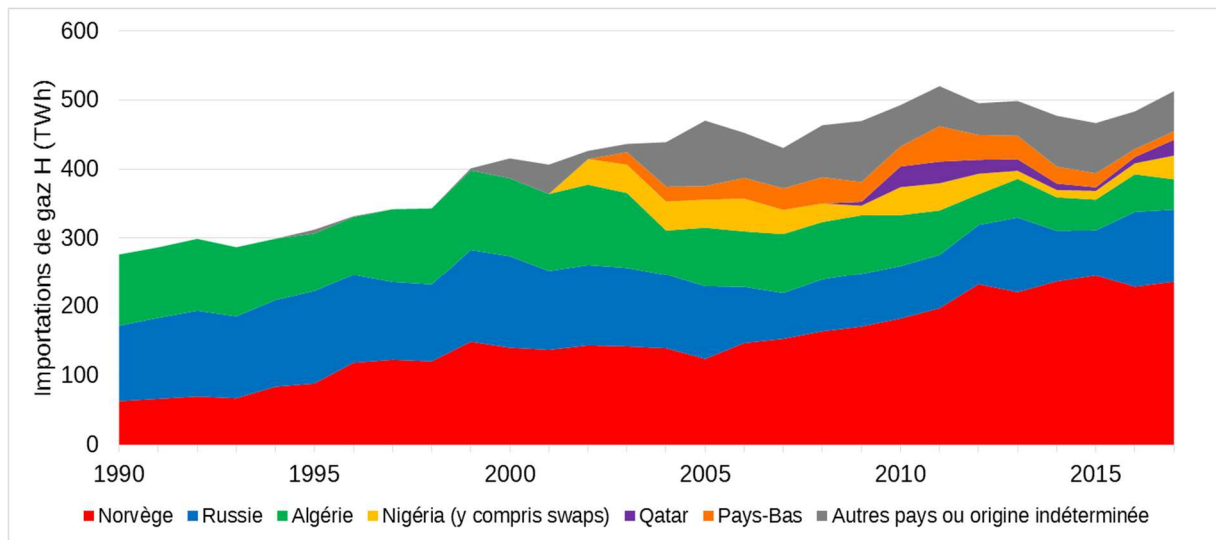


Figure 42 : Origine des importations françaises de gaz naturel à haut pouvoir calorifique depuis 1990 (source : SOeS et GRTgaz)

S'il reste diversifié, l'approvisionnement de la France a connu ces dernières années une concentration sur la Norvège et la Russie, ces deux pays représentant aujourd'hui près de 70% des importations, contre environ 50% au début de la décennie. Cette évolution est également perceptible au niveau des infrastructures : plus de 80% des importations de gaz naturel passent aujourd'hui par trois interconnexions situées dans le nord-est de la France.



Les importations françaises de gaz naturel seront marquées dans le futur par la baisse de la production européenne de gaz qui devra être compensée par une hausse des importations par gazoduc en provenance de pays non européens, et sous forme liquéfiée (GNL). En effet, la Norvège, devrait connaître un plateau de production entre 2020 et 2030. Le déclin de la production européenne, notamment aux Pays-Bas, devrait s'accroître. Cette baisse de la part des producteurs européens pourrait être compensée par une augmentation des importations de gaz russe ou de GNL, en fonction notamment de la compétitivité relative de ces deux types d'approvisionnement. L'infrastructure gazière française semble en mesure d'absorber chacun de ces deux scénarios prospectifs.

Les opérateurs gaziers s'approvisionnent en gaz naturel, soit de gré à gré avec un producteur via des contrats de moyen et de long terme, soit par le biais d'achat sur des places de marché. Les contrats de long terme, qui durent généralement entre 15 et 25 ans, permettent tant aux acheteurs de sécuriser leurs approvisionnements qu'aux producteurs de sécuriser des débouchés, par les clauses de « take or pay », sur une période définie de manière à amortir les investissements dans les activités d'exploration, de développement des champs gaziers, de production et de transport.

En 2017, la majorité de l'approvisionnement de la France en gaz naturel était assurée par le biais de contrats de long terme prévoyant une livraison sur le réseau national. Une part significative de ces contrats arrivera à échéance sur la période de la programmation pluriannuelle de l'énergie. La structure de l'approvisionnement de la France est donc susceptible d'évoluer en fonction de la faculté et de l'intérêt qu'auront les fournisseurs actifs sur le marché français à renouveler leurs contrats de long terme actuels et à en conclure de nouveaux. L'intérêt croissant des fournisseurs pour des achats flexibles sur les places de marché et leur préférence pour des livraisons de gaz aux frontières de l'Union européenne, de manière à profiter plus facilement d'opportunités prix au sein du marché intérieur européen, pourraient conduire à une baisse de la part des approvisionnements assurés par des contrats de long terme prévoyant une livraison sur le réseau français.

Encadré 6 : Impact environnemental du gaz naturel importé

Pour être injecté dans le réseau français, le gaz naturel doit respecter des normes, notamment en matière de composition. Celles-ci sont applicables à toutes les sources de gaz. Ainsi, le gaz naturel consommé en France émet lors de sa combustion une quantité similaire de gaz à effet de serre, quelles que soient son origine et sa méthode d'extraction.

L'impact environnemental associé à la consommation de gaz naturel ne se limite toutefois pas à sa combustion. Il convient en effet de prendre également en compte sa production et son transport jusqu'en France.

La production de gaz naturel est à l'origine d'impacts environnementaux, de consommation d'énergie et d'émissions de gaz à effet de serre variables en fonction des gisements. Ces variations dépendent notamment des méthodes employées pour la production, de la qualité du gaz extrait et des conditions climatiques. Cette problématique des impacts environnementaux associés à la production de gaz naturel est particulièrement discutée pour la production non-conventionnelle aux États-Unis, dont la forte croissance ouvre des perspectives d'exportation à destination de l'Europe sous forme de GNL.

Le transport de gaz naturel est également à prendre en compte. Pour le transport sous forme de GNL, les opérations de liquéfaction et de regazéification nécessitent de l'énergie et ont donc un impact significatif en termes d'émissions de gaz à effet de serre. Le transport de gaz naturel par gazoduc nécessite aussi de l'énergie pour faire fonctionner les compresseurs qui mettent le gaz en mouvement. Des fuites de méthane peuvent également avoir lieu lors du transport, cette problématique étant notamment soulevée pour le transport du gaz naturel dans le réseau de transport russe.



Conformément aux dispositions de l'article de la loi n° 2017-1839 mettant fin à la recherche ainsi qu'à l'exploitation des hydrocarbures, il est prévu l'élaboration d'un rapport évaluant l'impact environnemental du gaz naturel mis à la consommation en France en fonction notamment de son origine, du type de ressource et de ses conditions d'extraction et de transport.

Le cas particulier du gaz naturel à bas pouvoir calorifique

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

Après plus de cinquante années d'exploitation, ce champ gazier majeur est aujourd'hui entré dans une phase de déclin. Par ailleurs, suite au constat d'une augmentation de la fréquence et de l'intensité de l'activité sismique autour du gisement de Groningue, dans une zone jusqu'ici classée comme asismique, le gouvernement néerlandais a annoncé une réduction du plafond de production du gisement et un arrêt des exportations de gaz B à compter de 2029.

Afin d'assurer la continuité d'approvisionnement des 1,3 millions de consommateurs de gaz B, une conversion progressive du réseau au gaz H est lancée. Il s'agit d'une opération de grande ampleur qui nécessite des aménagements des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel, ainsi que des interventions sur chaque site de consommation pour contrôler la possibilité des différents appareils à gaz (chaudières, chauffe-eaux, gazinières, fours et équipements industriels...) à être alimentés en gaz H. Certains appareils devront être réglés, adaptés, voire dans certains cas remplacés, pour garantir la sécurité des personnes et des biens.

L'opération de conversion du réseau de gaz à bas pouvoir calorifique débute en 2018 pour s'achever au plus tard en 2029. Elle sera réalisée par portion successive du réseau de gaz B. Au regard du risque de décroissance plus rapide que prévu des livraisons de gaz B à la France, une accélération de l'opération de conversion sera recherchée.

Mesures :

- Convertir au plus tôt le réseau de gaz à bas pouvoir calorifique, et au plus tard en 2029 ;
- Donner suite aux conclusions du rapport sur l'impact environnemental du gaz naturel mis à la consommation en France en fonction notamment de son origine, du type de ressource et de ses conditions d'extraction et de transport, et proposer des suites.

3.4.2. Le gaz renouvelable

Les objectifs de production de gaz renouvelable

Fin 2017 il existait près de 400 projets d'installations de production de biométhane représentant un potentiel de production cumulée de 8 TWh par an. Compte-tenu de ce nombre important de projets, certains acteurs demandent de fixer un objectif de production de gaz renouvelable allant au-delà de l'objectif de 10% en 2030, tel que fixé par l'article L. 100-4 du code de l'énergie.

Le coût de production du biométhane est significativement supérieur aux cours du gaz naturel. En 2017, le prix moyen d'achat du biométhane injecté a ainsi été de 100 €/MWh PCS, contre un prix moyen du gaz naturel de 18 €/MWh PCS. Le développement de cette filière requiert donc un soutien public conséquent. Les perspectives de baisse des coûts envisagées ne permettent pas d'imaginer un



développement de la filière sans soutien public sur la durée de la programmation pluriannuelle de l'énergie.

Les coûts de production de la gazéification de matière organique pour injection dans les réseaux de gaz naturel sont estimés à un niveau supérieur aux coûts de production du biométhane.

Afin de maîtriser l'enveloppe budgétaire consacrée au soutien de la production de gaz renouvelable, la PPE définit des objectifs à l'horizon 2028 qui sont cohérents avec une part de 7 à 10% de la consommation de gaz en 2030, tout en conditionnant les soutiens aux efforts de baisse des coûts de production qu'effectueront les acteurs des différentes filières.

La méthanisation

État des lieux de la filière

La méthanisation correspond à la décomposition par des micro-organismes de matière organique en biogaz, constitué principalement de méthane et de dioxyde de carbone. Ce biogaz peut ensuite être valorisé de différentes manières. Il peut être épuré afin d'obtenir un gaz dont les propriétés thermodynamiques sont équivalentes au gaz naturel, ce qui permet de l'injecter dans les réseaux gaziers ou de le conditionner comme carburant pour les véhicules à gaz (bioGNV). Le biogaz peut également être directement utilisé comme combustible. Il peut enfin être utilisé pour produire de l'électricité dans des installations de cogénération, cette valorisation n'étant toutefois pas privilégiée en raison d'un rendement énergétique inférieur.

	2017	Objectif PPE 2023
Biogaz injecté dans les réseaux (TWh)	0,4TWh	8TWh
Biogaz utilisé pour produire de l'électricité⁴²	1,9TWh d'électricité, (5,5 TWh de biogaz)	2,6TWh d'électricité, (7,3 TWh de biogaz)
Total Biogaz consommé (usage direct ou injection dans les réseaux de chaleur, hors bioGNV)	5,9 TWh	15,3 TWh

Tableau 17 : Les objectifs fixés par la PPE adoptée en 2016 pour la consommation de biométhane

Au 31 décembre 2017, 548 installations produisent de l'électricité à partir de biogaz, pour une puissance totale de 423 MW. La production d'électricité à partir de biogaz a atteint 1,9 TWh en 2017, c'est-à-dire en utilisant 5,5 TWh de biogaz.

44 installations injectent du biométhane, après production et épuration de biogaz, dans les réseaux de gaz naturel, pour une capacité de production totale de 0,7 TWh par an. La production de biométhane directement valorisée sous forme de carburant reste à ce jour marginale. Il est important de développer l'usage du biogaz par les véhicules, en dehors du réseau le cas échéant.

Le potentiel maximum de méthanisation

La méthanisation implique l'utilisation de matière organique pouvant être dégradée facilement par des micro-organismes. Afin de concilier le développement de la méthanisation et le respect des enjeux liés à l'usage des sols, la France a fait le choix de développer la méthanisation sur la base de l'utilisation de déchets ou résidus. L'article D. 543-292 du code de l'environnement prévoit ainsi qu'un méthaniseur ne peut utiliser plus de 15% des cultures alimentaires ou énergétiques, cultivées à titre de culture principale.

42. Equivalence en énergie de l'objectif en capacités.



Les intrants pouvant être utilisés dans un méthaniseur comprennent les effluents d'élevage, les résidus agricoles, les sous-produits d'industries agro-alimentaires, les biodéchets des ménages, les déchets végétaux, les boues de station d'épuration comme les graisses, constituent un gisement utilisable soit pour la production de biocarburants soit pour la production de biométhane. D'autres correspondent à des sous-produits des industries agro-alimentaires dont il convient de ne pas déséquilibrer les valorisations déjà existantes. La mobilisation des déchets agricoles doit quant à elle être effectuée en intégrant un équilibre entre la production de biogaz et la restitution de carbone au sol.

Le gisement de matières méthanisables à l'horizon 2035 est évalué à 100 Mt par l'ADEME, 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.

Enjeux socio-économiques, industriels et environnementaux

Le rendement énergétique d'une installation de méthanisation dépend principalement de la technique de valorisation du biogaz produit. Pour une valorisation par injection dans les réseaux de gaz naturel, le rendement énergétique d'une installation de méthanisation est estimé à 94 %, en tenant compte des besoins de chauffage du méthaniseur. Pour une valorisation par production d'électricité, le rendement électrique est d'environ 35 %.

Cet écart de rendement énergétique conduit à privilégier des valorisations alternatives à la production d'électricité, notamment l'injection dans les réseaux gaziers, lorsque cela est possible.

Les réseaux de gaz naturel ont été conçus pour transporter du gaz naturel depuis quelques points d'importations vers un grand nombre de consommateurs répartis sur le territoire. Le développement de l'injection de biométhane pourrait nécessiter des renforcements du réseau afin de faciliter l'injection de sources réparties sur le territoire vers les artères du réseau.

La filière méthanisation a besoin de progresser en termes d'acceptabilité. Cela passera notamment par des bonnes pratiques de dialogue que doivent s'approprier les porteurs de projets. L'acceptabilité doit faire l'objet d'une attention constante, afin de ne pas devenir un frein au développement de la filière.

En 2015, la filière biogaz occupe 1550 ETP directs⁴³. Le contenu en emplois de la filière biogaz est donc de 674 ETP/TWh. Les équipements sont principalement importés.

Les coûts actuels et prévisibles

Le coût de production du biométhane injecté, après épuration, dans un réseau de gaz naturel est de l'ordre de 95 €/MWh PCS.

Avec le développement de la méthanisation, une baisse des coûts des installations est attendue grâce à un effet de série sur les équipements, et un développement de l'offre pour les opérations d'entretien-maintenance. Des progrès techniques pourraient par ailleurs être observés pour l'épuration du biogaz. Les coûts des projets pourraient atteindre une moyenne de 67 €/MWh PCS pour les projets de biométhane injecté sélectionnés par appel d'offres en 2023 et 60 €/MWh PCS en 2028.

Les enjeux environnementaux

La méthanisation est développée sur l'utilisation des déchets et résidus, afin de ne pas avoir d'impact particulier en termes d'utilisation des sols. Les éventuels conflits d'usage relatifs aux intrants des installations de méthanisation continueront à être suivis.

43. Source : « Marchés et emplois dans le domaine des énergies renouvelables », ADEME, 2017.



Objectif d'augmentation de la consommation de biométhane et mesures pour l'atteindre

Les objectifs de la PPE s'inscrivent dans la perspective que le biogaz atteigne 7 % de la consommation de gaz en 2030 si les baisses de coût visées dans la trajectoire de référence sont bien réalisées et jusqu'à 10 % en cas de baisse de coûts supérieure.

2016	2023	2028 Scénario A	2028 Scénario B
5,4 TWh PCS Dont 0,4 TWh injecté	14 TWh PCS Dont 6 TWh injecté	24 TWh PCS Dont 14 TWh injecté	32 TWh PCS Dont 22 TWh injecté

Mesures

- Donner de la visibilité en adoptant un calendrier d'appel d'offres pour le biométhane injecté : deux appels d'offres, pour un objectif de production annuelle de 350 GWh PCS/an chacun, seront lancés chaque année ;
- Consolider l'obligation d'achat de biogaz à un tarif réglementé et lancer des appels d'offres permettant d'atteindre les objectifs de production à un coût maîtrisé grâce à de fortes baisses des coûts :
 - 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 €/MWh PCS pour les projets de biométhane injecté sélectionnés en 2023 et 60 €/MWh PCS en 2028. 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 trajectoire de tarif d'achat maximal atteignant 87 €/MWh PCS pour le biométhane injecté en 2023 et 80 €/MWh PCS en 2028 sera également mise en place ;
 - Le volume de l'appel d'offres sera augmenté si les tarifs moyens demandés dans le cadre des offres sont inférieurs à la trajectoire de tarif d'achat de référence. Le tarif d'achat proposé en guichet ouvert pour les installations de petite taille sera ajusté à la baisse en cas de contractualisation de capacités de production de biogaz supérieures à l'objectif de 800 GWh PCS par an sur l'ensemble des filières de valorisation.
- Mettre en place un dispositif de soutien adapté pour le biométhane non injecté dans les réseaux de gaz naturel (en particulier biométhane utilisé directement pour des véhicules au bioGNV) ;
- Favoriser le GNV et le bioGNV notamment grâce au suramortissement à l'achat de véhicules compatibles ;
- Accélérer le déploiement du GNV : soutenir la production de biométhane pour les méthaniseurs qui alimentent les véhicules (bus, camions) pour développer l'usage direct local en particulier lorsqu'on est loin du réseau de gaz ;
- Faciliter l'approvisionnement et le raccordement des stations GNV aux réseaux de gaz naturel.
- Le calendrier ci-dessous marque les trimestres où un appel d'offres sera lancé à hauteur de 350GWh/an.

2019				2020				2021				2022				2023				2024		
T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3
	350 GWh PCS /an				350 GWh PCS /an				350 GWh PCS /an				350 GWh PCS /an				350 GWh PCS /an				350 GWh PCS /an	



La gazéification de matière organique

La gazéification correspond à une décomposition par voie thermochimique de matière organique en un gaz de synthèse composé principalement de méthane, d'hydrogène, de monoxyde de carbone et de dioxyde de carbone. Ce gaz de synthèse peut ensuite être valorisé de différentes manières. La gazéification pour production de chaleur constitue l'une des technologies de la filière bois énergie. Le gaz de synthèse peut également être converti par un processus de méthanation, puis épuré, pour être injecté dans les réseaux de gaz naturel.

Contrairement à la méthanisation, la gazéification peut utiliser de la matière ligneuse. Cette utilisation de la matière ligneuse est susceptible de faire entrer la gazéification pour injection dans les réseaux gaziers en concurrence avec la filière bois énergie, filière dont le développement nécessite un soutien public moindre. Compte tenu de ce moindre besoin de soutien public, il sera donné une priorité au développement de la filière bois énergie, qui inclut la gazéification pour production de chaleur, par rapport au soutien à la gazéification pour injection.

Il est prévu des retours d'expérience sur les démonstrateurs de gazéification pour injection dans les réseaux gaziers afin d'étudier la place que pourrait prendre cette filière. Seront notamment étudiés le niveau d'efficacité énergétique de ce mode de valorisation de la biomasse, ainsi que les enjeux environnementaux des installations.

La possibilité de développer la gazéification pour injection sans concurrencer la filière bois énergie sera étudiée. Le cas échéant, les appels d'offres relatifs à l'obligation d'achat de biométhane mentionnés ci-dessus pourront être élargis afin d'être ouverts, dans les mêmes conditions, aux projets de gazéification pour injection dans les réseaux de gaz naturel.

Mesures

- Réaliser un retour d'expérience sur les démonstrateurs de gazéification pour injection dans les réseaux gaziers ;
- Étudier la possibilité de développer la gazéification pour injection sans concurrencer la filière bois énergie et, le cas échéant, autoriser les projets de gazéification pour injection dans les réseaux de gaz naturel à participer aux appels d'offres relatifs à l'obligation d'achat de biométhane.

3.4.3. Hydrogène et power to gas

L'hydrogène

Il faut être prêt à déployer des solutions françaises en métropole à horizon 2030-2040 et faire en sorte qu'elles participent au développement d'une filière compétitive. Ceci suppose d'améliorer les technologies de stockage massif et d'électrolyse. D'ici 2035, il est prévu de préparer le développement et l'intégration des différentes briques technologiques de la technologie de conversion d'électricité d'origine renouvelable en gaz par la réalisation de démonstrateurs de taille suffisante. Il existe aujourd'hui deux démonstrateurs en France et l'objectif est de les multiplier pour arriver à progressivement changer d'échelle.

Certaines zones isolées ont déjà besoin de services de flexibilité et de capacités de stockage des énergies renouvelables pour décarboner leur production énergétique sans déstabiliser leurs systèmes électriques. Les zones non interconnectées pourraient à ce titre constituer un terrain pour des expérimentations voire des déploiements pilotes.



Les coûts en forte baisse des systèmes d'électrolyse permettent d'envisager dès aujourd'hui différents marchés abordés ci-dessous. Le coût de production d'hydrogène par électrolyseur dépend de la technologie utilisée, de la durée d'utilisation et surtout du prix de l'électricité. Ainsi, les électrolyseurs alcalins sont capables de produire un hydrogène de 4 à 5 €/kg (soit 100 à 130 €/MWhPCS) pour une durée d'utilisation de l'ordre de 4000 à 5000 heures/an et un coût de l'électricité autour de 50€/MWh. A l'horizon 2030, sur la base d'une industrialisation forte de ces technologies, l'hydrogène produit par électrolyse pourrait coûter de l'ordre de 2,5 et 3,5 €/kg (65 à 90 €/MWhPCS).

L'hydrogène industriel

Le marché mondial de l'hydrogène est aujourd'hui essentiellement un marché industriel : l'hydrogène est un produit utilisé dans l'industrie pétrolière et dans l'industrie chimique. A l'échelle mondiale, le marché de l'hydrogène industriel est estimé aujourd'hui à 60Mt. En France, il représente environ 1 Mt.

En 2018, le coût de revient de l'hydrogène produit en grande quantité à partir de produits fossiles (vaporeformage du gaz) s'élève entre 1,5 et 2,5 €/kg (soit de l'ordre de 38 à 65 €/MWh) pour des clients industriels consommant de gros volumes (raffineries). Pour certains usages moins intensifs suffisamment stables (verrière, agroalimentaire, métallurgie, électronique) et pour lesquels l'hydrogène est transporté et acheminé par camion – dits « *usages industriels diffus* » – son coût de revient se situe entre 10 et 20 €/kg (250 à 510 €/MWh) mais, rarement en dessous de 8 €/kg (environ 200 €/MWh). Il y a donc un potentiel de marché accessible dès aujourd'hui, pour de l'hydrogène produit directement sur site par électrolyse.

Un équilibre devra être trouvé entre des usages diffus, pour lesquels le prix actuel est plus élevé mais qui impliquent une industrialisation plus complexe (hétérogénéité des configurations pouvant faire monter les coûts) et des usages plus massifs dont le prix des technologies actuelles est plus important mais qui peuvent permettre de rapidement installer des séries d'électrolyseurs et d'augmenter la puissance.

L'hydrogène mobilité

L'hydrogène dans la mobilité est complémentaire aux batteries et au bioGNV. Il présente des avantages clés pour les usages intensifs qui nécessitent une forte autonomie et un faible temps de recharge, particulièrement en milieu urbain où des mesures sont prises pour réduire la pollution et les nuisances sonores. De nombreux projets voient déjà le jour dans les territoires autour de flottes de véhicules professionnels légers (ex : flotte de taxis à hydrogène « Hype » à Paris).

En raison d'un effet volume encore limité, le coût total de possession d'un véhicule hydrogène reste supérieur à celui des équivalents thermiques (entre 20% et 50%). Mais moyennant un soutien au démarrage, il serait possible de couvrir le surcoût des véhicules à pile-à-combustible et d'avitailier des véhicules à un équivalent au coût de l'énergie pour un Diesel. A l'horizon 2030, grâce notamment aux progrès espérés en termes de coût de l'électrolyse, l'hydrogène décarboné distribué en station devrait être à un niveau de prix compatible (< 7 €/kg, soit < 7€ pour 100km) avec les besoins de la mobilité hydrogène.

Ces avantages se retrouvent surtout dans certains transports lourds (routier, ferroviaire et fluvial), pour lesquels le poids, l'encombrement et l'énergie embarquée des batteries restent pénalisants à ce jour. Ces transports lourds sont un levier majeur pour assurer des volumes d'hydrogène importants rapidement et engendrer un écosystème autonome par des économies d'échelle en permettant de déployer plus rapidement des stations de taille importante. C'est un point clé du modèle économique des stations de recharge.

Pour développer la mobilité à partir d'hydrogène, l'objectif est :

- d'inciter au développement d'une gamme de véhicules lourds non seulement routiers mais aussi pour d'autres modes (bateaux, trains, aéronautique) ;



- de poursuivre la logique de flottes territoriales. A ce titre, le rôle des collectivités pour agréger les usages au sein de projets territoriaux est primordial. D'autres usages pourront d'ailleurs être envisagés dans ces projets territoriaux (par exemple, mise en parallèle industrie/mobilité).

Les mesures liées à ces objectifs sont abordées dans la partie 5.6. sur les infrastructures de recharge pour les carburants alternatifs.

L'hydrogène pour le stockage

En tant que vecteur énergétique, l'hydrogène produit par électrolyse est à long terme une solution structurante pour l'intégration des énergies renouvelables au système électrique : par rapport à d'autres solutions de stockage telles que les batteries, il est actuellement le moyen de stockage massif inter-saisonnier des énergies renouvelables électriques intermittentes le plus prometteur. Il 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).

Par rapport à d'autres solutions de stockage telles que les batteries, l'hydrogène est actuellement le moyen de stockage passif inter-saisonnier le plus prometteur (cf partie sur le stockage). Les électrolyseurs sont également capables de rendre d'autres services au réseau électrique, au même titre que d'autres technologies de stockage ou d'autres moyens de flexibilité (pilotage de la demande, développement des interconnexions).

Power to gas

Le principe du « power-to-gas » se fonde sur la transformation d'une quantité d'électricité sous forme d'hydrogène par le procédé d'électrolyse, qui est ensuite transformé en méthane de synthèse suite à la recombinaison de l'hydrogène avec du CO₂. L'hydrogène peut être produit de façon décarbonée à condition que l'électricité ayant servi à le produire soit elle-même décarbonée. Dans ces conditions, l'hydrogène est compatible avec les objectifs que la France s'est fixés en matière de développement des énergies renouvelables, de réduction des émissions de gaz à effet de serre et des polluants.

La conversion d'électricité d'origine renouvelable en gaz est généralement évoquée dans des situations où la production d'électricité renouvelable serait excédentaire par rapport à la consommation, afin de permettre une valorisation de l'électricité produite en surplus. Ces situations ne sont pas envisagées en France à grande échelle avant 2035 selon le scénario énergétique considéré.

Le gaz ainsi obtenu peut être utilisé directement ou injecté dans les réseaux de gaz existants. S'il paraît possible d'injecter de petites quantités d'hydrogène directement dans les réseaux gaz, au-delà d'un certain pourcentage – qu'il convient encore de déterminer précisément – des questions de compatibilité techniques et/ou de sécurité pour les réseaux pourraient se poser (compatibilité des matériaux, réglages des brûleurs utilisant le gaz, mesure des quantités délivrées, etc.).

Le recours au power-to-gas est évoqué en lien avec une production d'électricité renouvelable variable telle que l'énergie solaire ou éolienne (ce qui permet d'obtenir de l'hydrogène d'origine renouvelable) et en particulier dans des situations où la production d'électricité renouvelable serait excédentaire par rapport à la consommation, permettant une valorisation de l'électricité produite en surplus. Le « power-to-gas » est une solution de stockage saisonnier qui vient en soutien aux réseaux électriques. C'est même, en l'état actuel des technologies, la seule façon de stocker de l'électricité sur de très longues périodes. L'avantage des architectures « power-to-gas » réside à la fois dans la synergie créée entre les réseaux d'électricité et de gaz, et dans les multiples usages de l'hydrogène et du méthane de synthèse.

Toutefois, comme évoqué précédemment, le besoin de mettre en œuvre du « power-to-gas » à grande échelle n'apparaîtra vraisemblablement pas en France avant 2035.



L'ensemble des acteurs du système énergétique ont donc encore besoin d'un cadre d'expérimentation à taille industrielle. En parallèle, des efforts de R&D restent également nécessaires sur les technologies d'électrolyse moins matures.

Objectifs d'augmentation de la consommation d'hydrogène et les mesures pour les atteindre

	2023	2028
Démonstrateur de puissance power-to-gas (MW)	1 à 10	10 à 100
Taux d'incorporation d'hydrogène décarboné dans l'hydrogène industriel (%)	10%	20 % à 40 %
Véhicules utilitaires légers à hydrogène (nombre)	5000	20 000 à 50 000
Véhicules lourds à hydrogène (nombre)	200	800 à 2 000

Mesures :

- Mettre en place un soutien au développement de l'hydrogène à hauteur de 100M€ et lancer des appels à projet sur la mobilité et la production d'hydrogène à l'aide d'électrolyseurs ;
- Mettre en place d'ici 2020 d'un système de traçabilité de l'hydrogène décarboné ;
- Prolonger la mesure de sur-amortissement à l'achat de véhicules hydrogène a minima dans les mêmes conditions que pour le GNV (poids lourds>3,5t) ;
- Mobiliser les institutions financières (financements privés et publics dont CDC, BPI) et standardiser les modèles de cofinancement pour les projets de déploiements d'écosystèmes dans les territoires ;
- Mener avec tous les acteurs concernés une réflexion sur la simplification et l'harmonisation des procédures d'autorisation et d'homologation des bateaux et des solutions d'avitaillement hydrogène associées.

3.4.4. Le gaz de récupération, la pyrogazéification

Etat des lieux de la filière

La gazéification de déchets inorganiques, notamment de combustibles solides de récupération (CSR), ainsi que la co-incinération du syngaz dans une installation de combustion aux fins de production de chaleur et d'électricité font partie des procédés de valorisation énergétique identifiés comme parmi les plus efficaces par la Commission européenne. Comme pour la gazéification de matière organique, le gaz synthétique issu de la gazéification de CSR peut être directement utilisé pour produire de la chaleur, ou transformé en méthane destiné à être injecté dans les réseaux de gaz naturel.

Le lancement d'études complémentaires semble nécessaire afin de préciser le rendement énergétique de la pyrogazéification de CSR, préciser le potentiel maximum d'offre et identifier le risque de cannibalisation du gisement de déchets utilisé par d'autres filières. Ces études porteront également sur les impacts environnementaux de cette filière, notamment en termes d'émissions de gaz à effet de serre.



Mesures :

- Réaliser un retour d'expérience sur les démonstrateurs de gazéification pour injection dans les réseaux gaziers ;
- Etudier la possibilité de développer la gazéification pour injection sans concurrencer la filière bois énergie et d'autoriser les projets de gazéification pour injection dans les réseaux de gaz naturel à participer aux appels d'offre relatifs à l'obligation d'achat de biométhane.

3.5. L'électricité

L'électricité représente 27 % de la consommation finale d'énergie en 2017, soit 481 TWh. Le secteur du résidentiel tertiaire représente 69 % de la consommation finale d'électricité, l'industrie 26 %, les transports et l'agriculture restant faibles, de l'ordre de 2 %.

En 2017, 71,6 % de l'électricité a été produite à partir de nucléaire, 10,3 % de moyens thermiques et 16,7 % à partir d'énergies renouvelables.

Le besoin en électricité est estimé à 512,2TWh en 2023 et 525 TWh en 2028 (y compris les exports et les pertes du réseau). L'hypothèse est celle d'une stabilité de la consommation, les réductions de consommation liées aux efforts d'efficacité énergétique étant compensés par les transferts d'usage.

La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte a fixé un objectif de 40% d'énergies renouvelables dans la consommation finale d'électricité en 2030. Pour atteindre cet objectif, il faut engager une évolution importante du système électrique avec une accélération de toutes les filières d'énergies renouvelables. Les efforts à engager dépendent toutefois du gisement disponible de chaque filière, de leur maturité et de leur compétitivité.

Situation 2017	Objectif PPE 2018	Objectif bas PPE 2023	Objectif haut PPE 2023
49	53	71	78

Tableau 18 : Les objectifs fixés par la PPE adoptée en 2016 pour les capacités installées de production d'électricité d'origine renouvelables (GW)

Trois types d'actions transversales ont été engagées pour promouvoir le développement de l'électricité renouvelable : la réforme des mécanismes de soutien, les simplifications administratives et le développement du financement participatif.

Simplifier les procédures d'appel d'offre et de la désignation des lauréats

La simplification de la procédure d'appel d'offres et de la désignation des lauréats pour les installations de production d'électricité⁴⁴ a contribué à la réduction des délais de désignation des projets lauréats qui pouvaient aller, avant la parution du décret de 2016, de 18 à 27 mois. Les simplifications administratives réalisées portent notamment sur :

- la simplification de l'autorisation d'exploiter au titre du code de l'énergie, en relevant très significativement les seuils de puissance des installations ENR soumises à cette procédure afin d'en dispenser la plupart lorsqu'elles sont développées dans le cadre des dispositifs de soutien mis en place par l'État ;
- la simplification du cadre juridique applicable aux énergies renouvelables en mer en limitant les délais de recours en confiant le traitement des recours par une Cour Administrative d'Appel

44. Cf. Décret n°2016-170 du 18 février 2016 relatif à la procédure d'appel d'offre pour les installations de production d'électricité



(CAA) spécialisée en premier et dernier ressort, en allongeant la durée de concession du DPM de 30 à 40 ans et en réduisant les délais de recours liés à l'autorisation loi sur l'eau. Le décret n° 2016-9 du 8 janvier 2016 concernant les ouvrages de production et de transport d'énergie renouvelable en mer a été publié le 10 janvier 2016 ;

- la simplification des démarches administratives pour bénéficier de l'obligation d'achat avec la suppression de la procédure du CODOA (certificat ouvrant droit à l'obligation d'achat) ;
- la simplification des démarches administratives en permettant de proroger plusieurs fois le délai de validité des autorisations d'urbanisme portant sur l'ensemble des ouvrages de production d'énergie renouvelable, dans la limite d'un délai de 10 ans à compter de la délivrance de la décision. Le décret n° 2016-6 du 5 janvier 2016 relatif à la durée de validité des autorisations d'urbanisme et portant diverses dispositions relatives à l'application du droit des sols et à la fiscalité associée a été publié le 6 janvier 2016 ;
- la généralisation du permis unique permettant la suppression pour l'éolien terrestre de la nécessité d'un permis de construire.

Hydroélectricité	Éolien	Électricité d'origine solaire	Bioénergie
2017-18 : 15 mois	2017-18 : 5 mois	2017-18 : 5 mois PV sol et 4 mois PV bâtiment	2017-18 : 8 mois

Tableau 19 : Délais constatés entre la publication du cahier des charges et la désignation des lauréats après réforme

Développer l'investissement participatif et favoriser l'appropriation locale des projets

L'investissement participatif permet de renforcer l'ancrage territorial des installations renouvelables et de faciliter les projets en améliorant leur acceptabilité locale. Les appels d'offres lancés depuis 2016 ont systématiquement favorisé les projets qui mettent en œuvre des solutions d'investissement participatif (citoyens ou collectivités) en intégrant des critères et bonus liés à l'investissement participatif. Le gouvernement a également assoupli les conditions applicables au financement participatif de projets de production d'énergie renouvelable sur des plateformes de financement.

Filière	Nombre de lauréats	Dont engagés au FP	% engagés au FP
Biomasse pour électricité	24	2	8%
Autoconsommation	286	56	20 %
Petite hydroélectricité	33	6	18%
Centrale solaire au sol	336	249	74 %
Solaire sur bâtiment	1738	566	33 %
Solaire innovant	50	36	72%
Éolien	27	7	26%

Tableau 20 : Souscription au financement participatif au 1^{er} novembre 2018 – Source DGEC



Améliorer le taux de réalisation des projets

Une attention particulière est portée au taux de réalisation des projets afin d'optimiser l'efficacité des appels d'offres lancés. Pour les premiers appels d'offres photovoltaïques lancés en 2011 et 2013 les taux de réalisation sont compris entre 64% et 81% (voir tableau ci-dessous). Pour les nouveaux appels d'offres, l'introduction de garanties financières d'exécution et l'obligation d'obtention des autorisations d'urbanisme en amont de la candidature vont particulièrement concourir à une diminution des taux de chute des appels d'offres. Cet indicateur continuera à être suivi avec attention et publié sur le site du ministère.

	Nombre de lauréats	Puissance retenue (MW)	% de mise en service en nombre	% de mise en service en puissance
Appel d'Offres de 2011 Installations de 100 – 250 kWc	696	145	65,6%	67,6%
Appel d'Offres de 2011 Installations de plus de 250 kWc	88	456	81,2%	80,7%
Appel d'Offres de 2013 Installations de 100 – 250 kWc	587	122	72,8%	72,6%
Appel d'Offres de 2013 Installations de plus de 250 kWc	121	380	72,0%	64,2%

Tableau 21 : Taux de mise en service des appels d'offres de 2011 et 2013 pour installations solaires au 1er juillet 2018 – Source DGEC

Mesures transversales pour l'augmentation des capacités de production des énergies renouvelables électriques

- Donner de la visibilité sur les calendriers d'appels d'offres ;
- Poursuivre les mesures de simplification administrative engagées afin de raccourcir les délais de développement et de réduire les coûts ;
- Soutenir le développement de l'investissement participatif dans les projets par les citoyens et les collectivités locales ;

Préparer le recyclage à grande échelle des installations en fin de vie

3.5.1. L'hydroélectricité

État des lieux de la filière

Le potentiel hydroélectrique en France est déjà largement exploité grâce à la construction de nombreux ouvrages pendant le XX^e siècle. En 2017, la production d'électricité d'origine hydraulique s'élève à 53,6 TWh, soit 10% de la production électrique française.

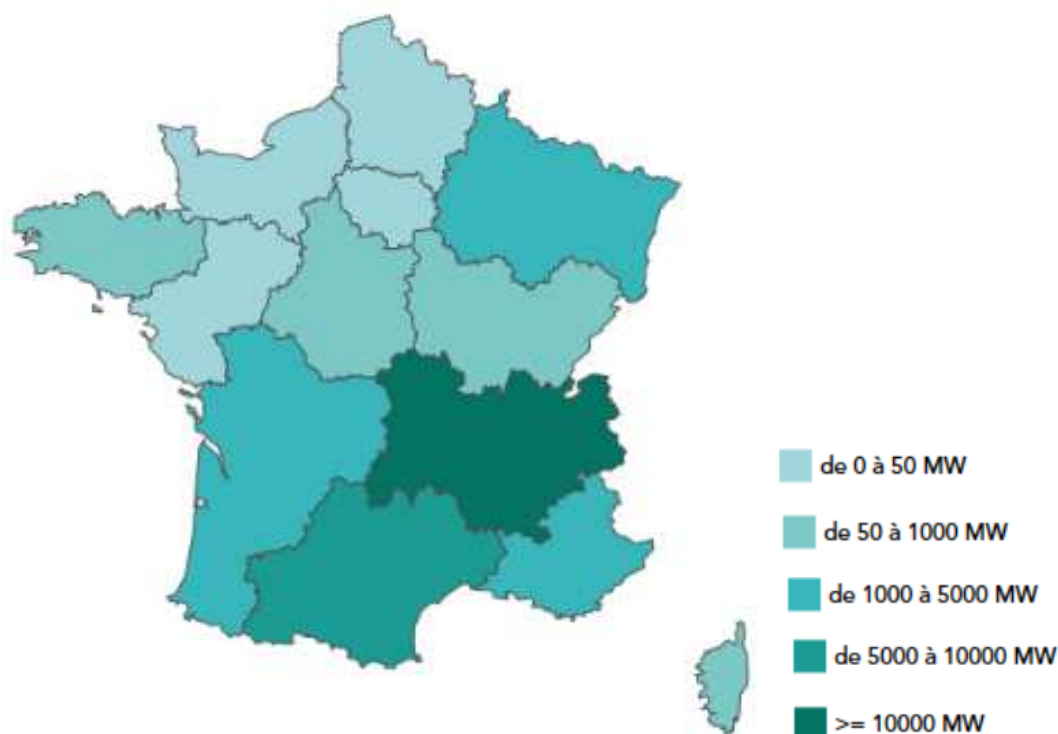


Figure 43 : Répartition régionale des capacités de production hydraulique (Source : RTE)

Situation 2017	Objectif PPE 2018	Objectif bas PPE 2023	Objectif haut PPE 2023
25294	25180	25680	25930

Tableau 22 : Les objectifs fixés par la PPE adoptée en 2016 pour les capacités installées de production d'électricité d'origine hydraulique (MW)⁴⁵

Le potentiel maximum d'offre

Le tableau ci-dessous évalue le potentiel de gisement supplémentaire à celui qui est déjà exploité en France. Ces chiffres proviennent d'un rapport évaluant les gisements⁴⁶ 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 évalué est un potentiel technique, qui ne tient notamment pas compte des contraintes environnementales (hormis le classement en liste 1) ou économique des projets. Le potentiel réel est donc sensiblement inférieur.

45. Les chiffres qui figurent dans la PPE2016 ne visent que les capacités supplémentaires. Dans ce tableau, ce sont les capacités totales qui sont visées, par souci de comparabilité avec les autres filières.

46 Connaissance du potentiel hydroélectrique français, synthèse, disponible sur :

https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/sites/default/files/potentiel%20hydro_synth%C3%A8se%20publique_vf.pdf



Potentiel		Total	Dont hors liste 1	
Centrales nouvelles	Concessions (sites vierges)	>10MW	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)

Enjeux socio-économiques, industriels et environnementaux

Pour l'hydroélectricité, les facteurs de charge des installations sont très dépendants de :

- la nature de l'aménagement : présence d'un réservoir ou fil de l'eau ;
- des caractéristiques techniques : puissance électrique de la centrale qui est optimisée en fonction de la ressource en eau et du coût d'installation ;
- de l'hydrologie qui peut varier fortement d'une année à l'autre.

En moyenne au niveau national, le facteur de charge est de l'ordre de 25% (environ 2200 heures équivalent pleine puissance), mais il varie généralement entre 20 et 40% (environ 1800 à 3600 heures équivalent pleine puissance). Les centrales de lac, qui ont des puissances installées importantes pour produire aux heures de pointe, ont des taux de charge généralement moins élevés que les centrales au fil de l'eau, dont la puissance est calibrée en fonction du débit moyen du cours d'eau. Certaines centrales destinées à turbiner les débits minimums à laisser dans les cours d'eau fonctionnent à pleine puissance quasiment toute l'année.

La filière hydroélectrique est essentielle pour la transition du système électrique :

- il s'agit d'une filière renouvelable prédictible et pilotable ;
- sa flexibilité (installations de lacs et d'éclusée) permet d'assurer de manière réactive l'équilibre offre-demande lors des périodes de tension sur le système électrique, à la place de moyens thermiques coûteux et fortement émetteurs de gaz à effet de serre ;
- le stockage hydraulique permet en outre de placer la production pour suivre la consommation sur des périodes longues (hebdomadaires voire saisonnières)

Il arrive régulièrement que l'hydroélectricité représente plus de 20% de la puissance électrique sur le réseau pendant les périodes de pointe. Par ailleurs, grâce à sa flexibilité, cette filière représente environ 50% du mécanisme d'ajustement, qui est un dispositif permettant à RTE d'assurer à tout moment l'égalité entre la production et la consommation d'électricité.

Les coûts actuels et prévisibles

L'hydroélectricité est une énergie renouvelable compétitive en raison d'une durée de vie des installations importante sous réserve d'investissements réguliers. Les coûts de construction sont élevés (génie civil, équipement, raccordement au réseau), pour des coûts d'exploitation et de maintenance relativement faibles. Les coûts liés aux aménagements à visée environnementale sont de plus en plus significatifs.



De fortes disparités de coûts sont observées suivant les caractéristiques de l'installation et notamment en fonction de la puissance installée, de la hauteur de chute exploitée et de l'hydrologie du site. Les coûts unitaires moyens observés⁴⁷ sont compris :

- entre 30 et 50 €/MWh pour de grandes installations au fil de l'eau ;
- entre 70 et 90 €/MWh pour les installations de forte puissance et exploitant des hautes chutes ;
- entre 70 et 160 €/MWh pour les installations de plus faible puissance.

La filière hydroélectrique est une filière mature, des évolutions significatives de ces coûts ne sont pas anticipés.

Les caractéristiques de la filière en termes de marché et d'emploi

En 2016, le marché de l'hydroélectricité est de 3,6Milliards d'euros⁴⁸. La filière hydroélectrique française bénéficie d'un savoir-faire mondialement reconnu et d'une activité à l'export dynamique. Ce sont les études et l'ingénierie qui constituent le gros des exportations. En 2016, les exportations dans la filière hydraulique ont représenté 91 M€, correspondant à 300 emplois.

La filière hydroélectrique représentait environ 12 300 emplois en France en 2016 selon l'ADEME, concentrés principalement sur l'exploitation. L'ingénierie d'EDF et de General Electric constituent les deux principaux acteurs français pour les installations importantes. Un écosystème de PME existe aussi autour de la petite hydroélectricité, qui possède un fort potentiel pour se développer à l'export.

En 2016, le contenu en emploi de cette filière est de 230 ETP/TWh.

Les enjeux environnementaux

Afin de préserver la qualité des milieux aquatiques et de garantir les autres usages de l'eau, la réglementation environnementale applicable aux ouvrages hydroélectriques a été sensiblement renforcée : maintien d'un débit minimum dans le cours d'eau, aménagements de rétablissement de la continuité écologique, dispositifs pour limiter la mortalité piscicole, etc.

A l'instar des ouvrages existants, les projets hydroélectriques soulèvent des problématiques environnementales très différentes suivant la taille du projet et selon le lieu d'implantation. Pour un projet de faible ampleur visant l'équipement d'un barrage existant, l'impact du projet pourra se limiter à la problématique de dévalaison des poissons en lien avec l'installation d'une turbine et à la modification du régime hydrologique en cas de tronçon court-circuité. Pour un projet hydroélectrique sur site vierge, des impacts supplémentaires sont à considérer comme ceux liés à l'enneigement (hydromorphologie, qualité de l'eau), ou encore ceux touchant à la continuité écologique pour la montaison ou le transit des sédiments. Sur les projets d'envergure comportant des barrages réservoirs, la gestion, lors de la conception du projet, des impacts du fonctionnement par écluse est déterminante. Enfin, quelle que soit la taille du projet, les effets cumulés sont à évaluer lorsque des ouvrages équipent déjà le cours d'eau concerné, notamment en termes de continuité écologique ou lorsqu'un enneigement est envisagé.

Compte tenu de leur coût plus élevé et de leur bénéfice moins important pour le système électrique au regard de leur impact environnemental, le développement de nouveaux projets de faible puissance doit être évité sur les sites présentant une sensibilité environnementale particulière. En revanche, les suréquipements ou les nouveaux aménagements permettant d'améliorer la flexibilité du parc doivent être priorités.

47. LCOE - levelized cost of energy, ou coût moyen actualisé de l'énergie

48. Tous les chiffres de marché et d'emplois sont issus de « Etude Marchés et emplois dans le domaine des énergies renouvelables », ADEME, Juillet 2017



Objectif d'augmentation des capacités installées de production d'hydroélectricité et mesures pour les atteindre

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

2016	2023	2028 Scénario A	2028 Scénario B
25,5GW	25,7GW	26,4GW	26,7GW

Mesures complémentaires aux mesures transversales

- Optimiser la production et la flexibilité du parc hydroélectrique, notamment au-travers de suréquipements et de l'installation de centrales hydroélectriques sur des barrages existants non-équipés
- Mettre en place un dispositif de soutien à la rénovation des centrales autorisées entre 1MW et 4-5MW ;
- Lancer l'octroi de nouvelles concessions sur quelques sites dont le potentiel aura été identifié ;
- Lancer des appels d'offres pour la petite hydroélectricité selon le tableau ci-dessous.

2019				2020				2021				2022				2023				2024			
T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4
35 MW				35 MW				35 MW				35 MW				35 MW				35 MW			

Les objectifs et enjeux relatifs aux Stations de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP) sont abordés dans la partie stockage.

3.5.2. L'éolien terrestre

Description du parc existant

Au 31 décembre 2017, 1 653 installations éoliennes sont raccordées sur le territoire français, le parc français atteint alors 13 470MW soit environ 7200 mâts. Au cours de l'année 2017, des installations éoliennes représentant une puissance de 1,65 GW ont été raccordées au réseau. La production d'électricité d'origine éolienne s'élève à 24 TWh en 2017, en augmentation de 15 % sur un an. L'énergie d'origine éolienne représente 4,5% de la production électrique française, ce qui place la France en 4^{ème} position des pays de l'UE.

Situation 2017	Objectif PPE 2018	Objectif bas PPE 2023	Objectif haut PPE 2023
13470	15000	21800	26000

Tableau 24 : Les objectifs fixés par la PPE adoptée en 2016 pour les capacités installées de production éolienne (MW)



Les régions Hauts-de-France et Grand Est disposent des capacités installées les plus élevées, représentant à elles deux près de 57 % de la puissance totale raccordée en France.

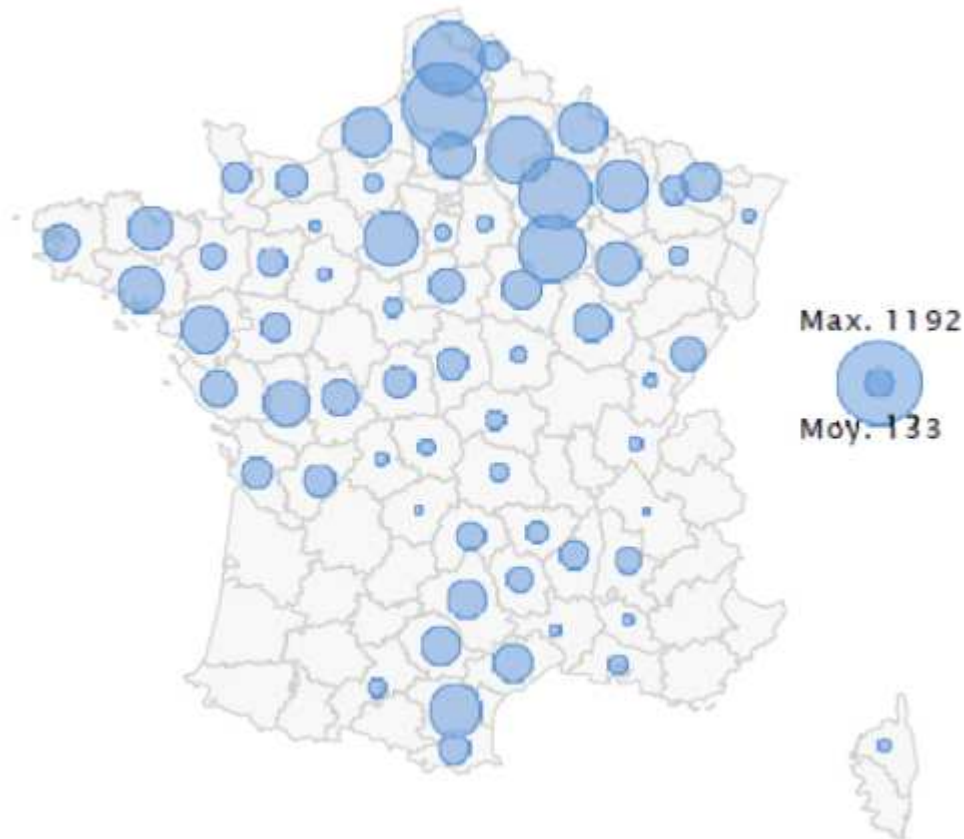


Figure 44 : Répartition régionale des capacités de production éolienne raccordées au 31 décembre 2017 (MW) (Source : RTE)

Le potentiel maximum d'offre

Dans le cadre de son étude « un mix électrique 100 % renouvelable » l'ADEME a publié en 2015 une analyse du gisement éolien théorique sur le territoire métropolitain. Cette analyse superpose sur l'ensemble du territoire des données de vitesse de vent et des cartes de « contraintes d'exclusion » rendant l'installation d'éoliennes techniquement impossible sur ces zones pour des raisons techniques (topographie, terrain...) ou pour des raisons d'occupation du territoire : proximité des habitations, zones d'entraînement de l'aviation militaire, radars zones sensibles du point de vue de la biodiversité.

Le gisement en énergie dépend également de la technologie de l'éolienne. Dans le cadre de cette étude, deux types d'éoliennes ont été envisagées : l'éolienne standard et l'éolienne de nouvelle génération dites « toilées ».

	Puissance installée	Production/an
Éoliennes standard	170 GW	360 TWh
Éoliennes de nouvelle génération dites « toilées »	120 GW	330 TWh

Tableau 25 : Potentiel éolien national

Les premiers parcs éoliens français mis en service à partir de 2000 arriveront par ailleurs en fin de vie au cours de la période couverte par la PPE, posant la question de leur renouvellement. Le renouvellement



des parcs permettra de conserver les sites existants en les dotant de machines plus modernes. Une augmentation du productible des parcs pourrait également résulter du renouvellement des parcs avec l'utilisation des meilleures techniques disponibles. Compte tenu de ces enjeux, une attention particulière doit être portée par la PPE à l'identification des parcs susceptibles d'être renouvelés et à la mise en place des modalités permettant leur renouvellement. Les volumes à renouveler doivent en particulier être intégrés dans les volumes ouverts dans le cadre des appels d'offres afin de s'assurer d'un développement suffisant de nouvelles capacités de production.

Enjeux socio-économiques, industriels et environnementaux

Les éoliennes ne fonctionnent pas toute l'année à plein régime. Une éolienne fonctionne dans une plage de vitesse de vent comprise entre 10 et 90km/h. Les facteurs de charge (nombre d'heures de fonctionnement par an) de l'éolien terrestre étaient jusqu'aujourd'hui considérés de 24 % (2100h/an) à 26 % (2300h/an). Cependant les progrès technologiques récents permettent d'anticiper une croissance significative de ces facteurs de charge qui, aux horizons 2023 et 2028, pourraient respectivement atteindre des chiffres de l'ordre de 28 % (2500h/an) et 30 % (2600h/an).

Ces progrès sont possibles grâce à l'utilisation de machines plus hautes capables d'aller chercher des vents plus puissants et plus constants. L'utilisation de rotors plus larges permettra également le captage de vents plus faibles et donc le développement éolien dans des zones qui étaient jugées jusqu'alors difficilement exploitables.

L'énergie éolienne est intermittente, le caractère non pilotable de la ressource nécessite des modifications du mode de gestion du réseau électrique qui sont développées dans la partie 5/. Aujourd'hui, les éoliennes contribuent toutefois à la sécurisation de l'alimentation électrique française en participant au mécanisme de capacité. Les gestionnaires de réseaux étudient la possibilité d'utiliser les capacités techniques des parcs éoliens pour le réglage de la tension.

Les coûts actuels et prévisibles

Au niveau mondial l'éolien terrestre atteint un coût complet d'environ 50 €/MWh. Il est de l'ordre de 67€/MWh en Europe⁴⁹. En France, pour les installations de plus de six éoliennes, les prix proposés à la période d'appel d'offres de février 2018 étaient de l'ordre de 66 €/MWh.

L'éolien est une filière qui possède un potentiel d'innovation⁵⁰ et donc de réduction des coûts. Les différentes estimations convergent vers une baisse d'environ 2 % par an du coût du MWh d'origine éolienne. En 2028, le coût des projets mis en service pourrait être de l'ordre de 55 €/MWh

Les caractéristiques de la filière en termes de marché et d'emploi

La filière éolienne a su se structurer en France et représentait en 2016 d'après l'ADEME plus de 18 000 emplois dont 12 560 emplois directs. Ces emplois se répartissent sur l'ensemble de la chaîne de valeur : industrie, développement, maintenance, etc.

49 Renewable Power Generation Costs in 2017, IRENA, janvier 2018.

50 Une caractérisation de ces innovations est effectuée dans l'étude Caractérisation des innovations technologiques du secteur de l'éolien et maturités des filières publiée par l'ADEME en mai 2017.



En 2016, le contenu en emploi de la filière est de 750 ETP/TWh.

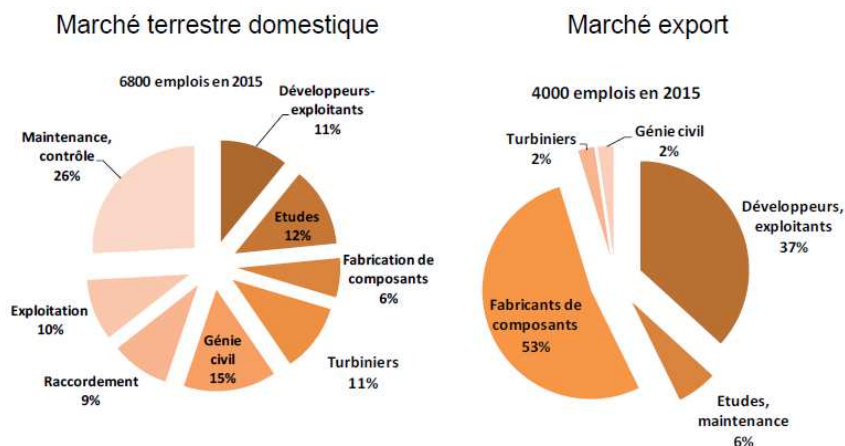


Figure 45 : Répartition des ETP directs par maillon de la chaîne de valeur - Source : BiPS éolien, ADEME, 2017

Les emplois dans le secteur de l'éolien sont caractérisés par un caractère local et non délocalisable notamment dans les activités de développement et de maintenance. Sur le plan industriel, malgré l'absence de « grands turbiniens » français, de nombreux acteurs industriels ont su se positionner dans la filière, notamment dans la fabrication de composants. Certains turbiniens étrangers installent des unités de production sur le territoire français pour se rapprocher de son marché.

En 2016, le marché s'est établi à 4,5 milliards d'euros.

Les enjeux environnementaux

Les enjeux environnementaux de l'éolien sont essentiellement son impact potentiel sur la biodiversité. Il rencontre toutefois d'autres sujets d'acceptabilité en termes d'intégration paysagère ou d'impact sur les radars. Depuis 2011, ces enjeux sont pris en compte durant le développement du projet dans la procédure des installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE).

Un arrêté ministériel⁵¹ impose par ailleurs le démantèlement des éoliennes, des postes de livraison ainsi que des câbles à la fin de leur exploitation. Il prévoit également l'excavation des fondations et le remplacement par des terres de caractéristiques comparables aux terres en place à proximité de l'installation sur une profondeur minimale de 1 mètre dans le cas de terres agricoles.

Il est par ailleurs possible pour le propriétaire du terrain, dans le cadre de la location de son terrain à l'exploitant éolien, de fixer dans une convention de droit privé des conditions de remise en état plus contraignantes que celles prévues par la réglementation.

Afin de s'assurer que ces travaux de démantèlement et de remise en état seront réalisés, y compris en cas de défaillance de l'exploitant, la mise en service d'un parc éolien est subordonnée à la constitution de garanties financières pour un montant de 50 000 euros par éolienne.

La plupart des métaux (acier, fonte, cuivre, aluminium) ainsi que le béton sont recyclés. Les pales des éoliennes peuvent être valorisées sous forme de chaleur ou réutilisées pour faire du ciment.

Concernant l'impact carbone, les éoliennes émettent environ 12,7 g d'équivalent CO₂ selon l'ADEME pour produire un kWh électrique.

⁵¹ Arrêté du 26 août 2011 relatif à la remise en état et à la constitution des garanties financières pour les installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent



Encadré 7 : Les Terres Rares

Les Terres Rares sont un groupe de métaux aux propriétés voisines comprenant le scandium 21Sc, l'yttrium 39Y, et les quinze lanthanides. Leur utilisation est variée (raffinage du pétrole, barre de contrôle des réacteurs nucléaires, batteries rechargeables, aimant permanent).

Bien que relativement abondants dans la croûte terrestre, on ne les trouve que ponctuellement, dans des concentrations assez élevées pour pouvoir être exploités de manière rentable (Chine, Mongolie, Australie, États-Unis).

Les statistiques de production de Terres Rares sont imprécises et peu détaillées par éléments. Selon l'USGS, la production globale de Terres Rares, fin 2017 aurait été de 120 millions de tonnes (décembre 2017). La Chine estime détenir 30 % des réserves mondiales de terres rares, bien qu'elle couvre à l'heure actuelle, près de 90 % des besoins de l'industrie. La production mondiale d'oxydes de terres rares de la Chine s'est élevée à environ 105 000 tonnes en 2017 sur une production mondiale de 130 000 tonnes. L'Australie, deuxième producteur, en a extrait en 2017, 20 000 tonnes. D'éventuelles pénuries de matériaux pourraient entraîner une forte hausse du coût des produits finis.

Parmi les moyens de production d'énergie, l'éolien est celui qui utilise le plus de terres rares. L'industrie du nucléaire et du raffinage pétrolier en utilise également, en plus faible quantité. Le stockage de l'énergie pourrait également en utiliser.

Pour l'éolien

Les Terres Rares interviennent dans la composition des générateurs dits « synchrones » dans lequel le rotor est un aimant permanent. Ainsi, pour une puissance d'1 MW fournie par le générateur, il faut environ 600 kg d'aimants contenant près de 200 kg de terres rares. Une éolienne offshore pouvant atteindre 10 MW de puissance nécessite donc à elle seule plus d'une tonne de terres rares.

Ces systèmes permettent de diminuer nettement les besoins de maintenance, opérations particulièrement compliquées et coûteuses lorsqu'elles doivent être effectuées en pleine mer. À terme, le développement d'éoliennes à générateurs « synchrones » augmenterait le besoin en Terres Rares. Cependant, des études estiment le recyclage des aimants permanents pourrait contribuer à hauteur de 8 à 16 % dans l'approvisionnement en Terres Rares pour le secteur des aimants permanents.

Bien que ce domaine ne relève pas de la PPE, la réalisation des objectifs qu'elle porte nécessitera une attention particulière par l'État à cette problématique.

Objectif d'augmentation des capacités installées de production éolienne et mesures pour les atteindre

Le tableau reprend les objectifs dont se dote la PPE qui permettront de les atteindre. Ces objectifs correspondraient en 2028 à un parc de 14 200 à 15 500 éoliennes (contre environ 8000 fin 2018).

2016	2023	2028 Scénario A	2028 Scénario B
11,7GW	24,6GW	34,1GW	35,6GW

Principales mesures complémentaires aux mesures transversales

- Prioriser l'utilisation d'appels d'offres pour soutenir la filière en réduisant le périmètre du guichet ouvert aux parcs de petite taille et développés dans des zones contraintes ;



- Mettre en œuvre les mesures adoptées le 18 janvier 2018 à l'issue du groupe de travail éolien du Plan de libération des énergies renouvelables dont en particulier :
 - Supprimer un niveau de juridiction devant les tribunaux administratifs ;
 - Clarifier les règles pour les projets de renouvellement « repowering » des parcs ;
 - Faire évoluer la répartition de l'IFER éolien pour les communes.
- Maintenir un cadre réglementaire stable en ce qui concerne l'autorisation des parcs, le simplifier si possible et permettre des temps de développement raisonnables pour les porteurs de projets, tout en assurant une bonne prise en compte des enjeux environnementaux et une maîtrise des impacts sur l'environnement et les populations riveraines ;
- Rendre obligatoire d'ici 2023 le recyclage des matériaux constitutifs des éoliennes lors de leur démantèlement ;
- Favoriser la réutilisation des sites éoliens en fin de vie pour y réimplanter des machines plus performantes.

Des appels d'offres seront lancés à hauteur de 2 GW/an selon le calendrier ci-dessous, à hauteur de 0,5GW à 1GW par période.

2019				2020				2021				2022				2023				2024		
T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3
	0,5GW	0,5GW	0,6GW		0,8GW		1GW		1GW		1GW		1GW		1GW		1GW		1GW		1GW	

3.5.3. Le photovoltaïque

État des lieux de la filière

Au cours de l'année 2017, des installations photovoltaïques d'une capacité totale de 0,875 GW ont été raccordées au réseau. Au 30 septembre 2018, 418 330 installations représentaient une capacité installée de 8,8 GW. L'énergie solaire photovoltaïque représente 2,3% de la consommation électrique française sur les trois premiers trimestres de l'année 2018, en augmentation de 12% par rapport aux trois premiers trimestres 2017. Les régions Nouvelle-Aquitaine, Occitanie, Provence-Alpes-Côte d'Azur et Auvergne Rhône-Alpes disposent des capacités installées les plus élevées, représentant près de 70 % de la puissance totale raccordée en France. On constate toutefois un nombre croissant de projets dans le Nord et l'Est de la France.

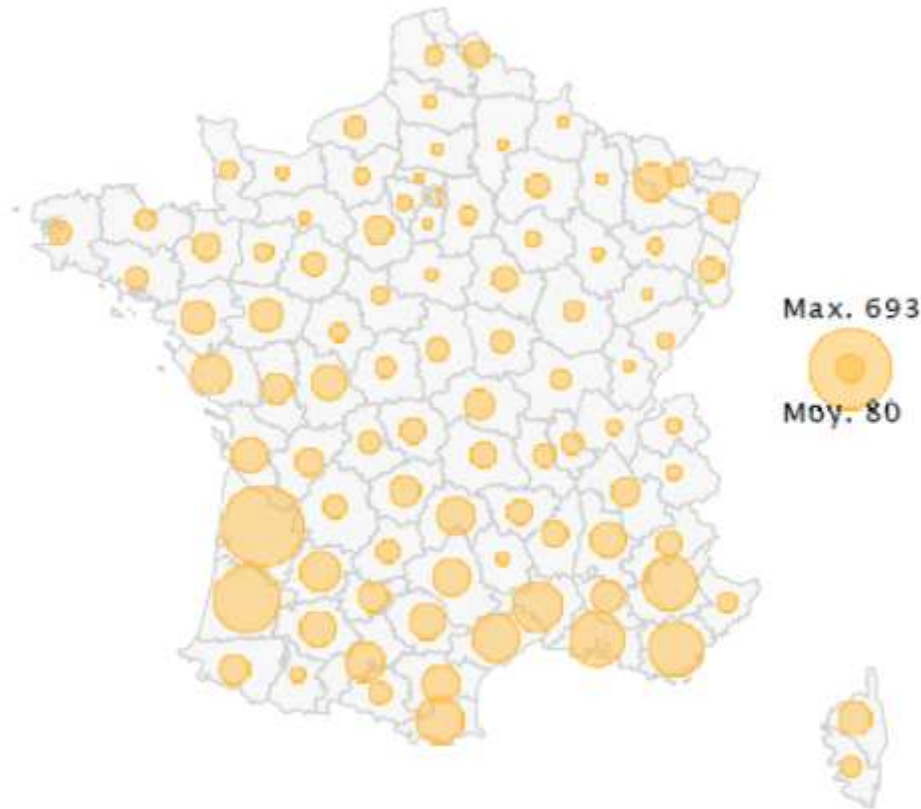


Figure 46 : Répartition départementale des capacités de production photovoltaïque raccordées au 31 décembre 2017 (MW) Source RTE

Situation 2017	Objectif PPE 2018	Objectif bas PPE 2023	Objectif haut PPE 2023
7 660	10 200	18 200	20 200

Tableau 26 : Les objectifs fixés par la PPE adoptée en 2016 pour les capacités installées de production photovoltaïque (MW)

Afin d'atteindre ces objectifs de déploiement du solaire d'ici 2023 avec un coût maîtrisé pour la collectivité, la PPE de 2016 oriente l'accélération du développement de la filière solaire vers les solutions les plus compétitives comme les installations photovoltaïques au sol (lancement d'appels d'offres pour des capacités de 0,9 à 1,2 GW/an), tout en développant de grandes centrales sur toitures (un tiers des volumes installés) et des installations sur petites et moyennes toitures (cible de 350 MW installés par an).

Le potentiel maximum d'offre

L'ADEME estime le potentiel d'installation de photovoltaïque sur toiture à environ 350 GW, soit 350 000 ha de surface de toitures, ce qui permet de choisir les implantations les plus propices. Cela correspond à plus de 350 TWh.

Le CEREMA a évalué le potentiel au sol et sur parking sur des terrains ne présentant pas de conflit d'usage dans les régions du sud de la France. Ils évaluent la surface mobilisable à environ 1,5Mha qui correspondrait à environ 776 GW.



Enjeux socio-économiques, industriels et environnementaux

Le facteur de charge des installations photovoltaïques dépend de leur localisation (ensoleillement, orientation) et de la qualité des modules installés. En moyenne dans le sud de la France le facteur de charge est considéré de l'ordre de 130 kWh/m²/an.

Le taux de charge moyen en France est de 1200 kWh/kWc. Pour des nouveaux panneaux, le progrès technologique améliore le rendement et augmente donc le taux de charge moyen. Les rendements surfaciques du PV au sol s'améliorent également, pour approcher un MW par hectare, ce qui permettrait de mobiliser moins de foncier pour une capacité égale et donc de diminuer l'impact sur les sols.

La production d'électricité par le photovoltaïque est fluctuante au cours de la journée, en fonction du pouvoir radiatif du soleil reçu par les capteurs. Bien que fluctuante, la production solaire est prévisible. Les outils de prévision sont dotés d'une fiabilité de plus en plus grande et permettent une meilleure anticipation de la production photovoltaïque à court, moyen et long termes. Le caractère fluctuant de la ressource ajoute des contraintes de pilotabilité de la production et de gestion du réseau électrique. Aujourd'hui, ces fluctuations ne sont pas supérieures à celles induites par les erreurs de prévision de la demande. Les enjeux sur le réseau de la pénétration d'ENR intermittentes sont développés dans la partie 5/.

Les coûts actuels et prévisibles

La période 2009-2017 a vu les coûts des matériels photovoltaïques baisser de plus de 80% en raison d'évolutions technologiques et de gains de compétitivité à l'échelle mondiale, passant de plus de 2 €/Wc à environ 0,40 €/Wc. Les prix proposés aux dernières périodes des appels d'offres sont de l'ordre de 55 €/MWh au sol et de 85 €/MWh pour les installations sur toitures. Une poursuite de la baisse du coût des installations est attendue, sur un rythme plus lent qui dépendra des progrès technologiques (amélioration des rendements), des gains de productivité et des équilibres offre-demande au niveau mondial. Sur la base de l'observation des rythmes actuels de baisse des coûts complets, la baisse des coûts est estimée à 4 % par an pour les installations au sol et de 5 à 7 % par an pour les installations sur toitures. En 2028, le coût du PV sur toiture pourrait être de l'ordre de 60 €/MWh et de l'ordre de 40 €/MWh pour le PV au sol.

Les caractéristiques de la filière en termes de marché et d'emploi

Les activités de pose, de raccordement au réseau et de développement technico-commercial font de la réalisation d'installations solaires une activité intensive en emplois (jusqu'à 41 équivalents temps plein (ETP) par MW installé annuellement pour les installations résidentielles, selon l'ADEME). Les installations au sol génèrent moins d'emplois par MW installé (environ 10 ETP/MW). La filière photovoltaïque représentait environ 6800 emplois en France en 2016⁵².

L'industrie française a souffert de la très forte concurrence dans le domaine de la production de cellules et modules photovoltaïques (qui ne représentent que 4 % de la valeur ajoutée d'une installation), notamment celle provenant des pays asiatiques. Néanmoins, elle est bien positionnée pour certains équipements notamment les onduleurs et les trackers.

En 2016, le contenu en emploi de la filière est de 622ETP/TWh et le marché s'est établi à 3,9 Mds€.

52. « Marchés en emplois dans le domaine des énergies renouvelables », ADEME 2017

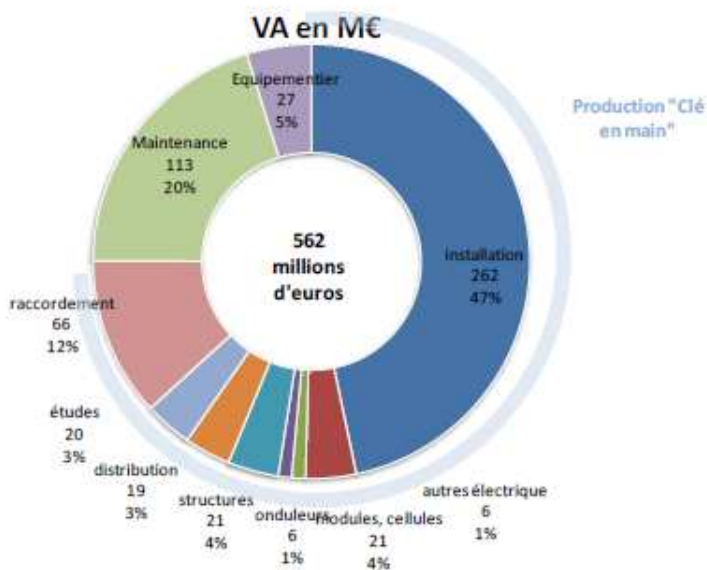


Figure 47 : Valeur ajoutée de la filière PV. Source BiPS PV, ADEME 2016

Les enjeux environnementaux

Selon leur typologie, l'implantation d'installations solaires présente différents types d'enjeux :

- Le solaire sur toiture et ombrières fait l'objet d'une bonne acceptabilité environnementale et sociale et ne pose aucune difficulté en termes de conflit d'usage. Les enjeux concernent les problématiques architecturale et paysagère. L'innovation dans le secteur devrait apporter notamment des technologies mieux intégrées dans leur environnement immédiat ;
- Le solaire au sol présente un certain nombre d'enjeux environnementaux principalement liés à la biodiversité du site d'implantation ainsi que des enjeux de conflits d'occupation des sols. Ceux-ci sont pris en compte lors des procédures d'appels d'offres, qui permettent d'orienter les implantations vers des terrains dégradés ne pouvant accueillir d'autres développements. Ils sont également étudiés au cas par cas dans le cadre de l'étude d'impact à laquelle les projets de plus de 250 kW sont soumis pour l'obtention de l'autorisation d'urbanisme.

Le démantèlement des installations, s'il est bien réalisé, ne pose pas de difficulté particulière. De plus, la directive 2012/19/UE relative aux déchets d'équipements électriques et électroniques (DEEE) a étendu le champ de la responsabilité élargie du producteur aux panneaux photovoltaïques. La France a transposé cette réglementation en droit français par le décret 2014/928. En conséquence, les metteurs sur le marché doivent assurer le financement de la gestion de leurs équipements usagés et de leur recyclage.

PV CYCLE France est l'éco-organisme agréé par les pouvoirs publics pour la gestion des panneaux photovoltaïques usagés. 177 points d'apport volontaire existent désormais, permettant un recyclage à 95 % des panneaux photovoltaïques.



Objectif d'augmentation des capacités installées de production photovoltaïque et mesures pour les atteindre

Le tableau reprend les objectifs dont se dote la PPE. Ces objectifs correspondraient en 2028 à une surface de PV installée en France entre 330 et 400 km² au sol et entre 150 et 200 km² sur toiture (contre 100 km² au sol et 50 km² sur toitures).

	2016	PPE 2016 objectif 2018	2023	2028
Panneaux au sol	3,8	5,6	11,6	20,6 à 25
Panneaux sur toitures	3,2	4,6	9	-15 -19,5
Objectif total (GW)	7	10,2	20,6	35,6-44,5

Mesures :

- Favoriser les installations au sol sur terrains urbanisés ou dégradés, ou les parkings afin de permettre l'émergence des projets moins chers tout en maintenant des exigences élevées sur les sols agricoles et l'absence de déforestation ;
- Conserver la bonification des terrains dégradés, qui permet de limiter la consommation des espaces naturels ;
- Mettre en œuvre les mesures adoptées le 28 juin 2018 à l'issue du groupe de travail solaire dont en particulier :
 - Faciliter le développement du photovoltaïque pour les Ministères, les établissements publics (SNCF, Ports...) et les détenteurs de foncier anthropisé (grande distribution, logistique ...) ;
 - Faciliter le développement du photovoltaïque sur les parkings (simplification des mesures d'urbanisme pour les ombrières de parking) ;
 - Soutenir les collectivités locales, notamment au travers du réseau « Villes solaires » ;
 - Poursuivre les appels d'offres pour faire émerger des solutions innovantes, notamment agrivoltaïques ;
 - Permettre une meilleure intégration du solaire dans le patrimoine français ;
- Adopter le calendrier d'appel d'offres ci-dessous correspondant à 2 GW par an pour les centrales au sol et 0,9 GW par an pour les installations sur grandes toitures ;
- Maintenir un objectif de 3050 MW installés par an pour les installations sur petites et moyennes toitures (inférieures à 100 kWc) via un système de guichet ouvert en orientant les projets vers l'autoconsommation ;
- Soutenir l'innovation dans la filière par appel d'offres, afin d'encourager de nouvelles solutions solaires au sol et sur les bâtiments, avec un doublement des volumes de l'appel d'offres actuel (140 MW/an) ;

Le calendrier ci-dessous marque les trimestres où un appel d'offres sera lancé pour les centrales au sol à hauteur de 1000 MW par période.



2019				2020				2021				2022				2023				2024			
T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4
	1000MW		1000MW		1000MW		1000MW		1000MW		1000MW		1000MW		1000MW		1000MW		1000MW		1000MW		1000MW

Le calendrier ci-dessous marque les trimestres où un appel d'offres sera lancé pour les installations sur grande toiture à hauteur de 300MW par période.

2019				2020				2021				2022				2023				2024			
T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4
300 MW	300 MW	300 MW		300 MW	300 MW	300 MW		300 MW	300 MW	300 MW		300 MW	300 MW	300 MW		300 MW	300 MW	300 MW		300 MW	300 MW	300 MW	

3.5.4. La production d'électricité à partir de bioénergies

En 2017, la filière des bioénergies a produit 7 TWh d'électricité, permettant de couvrir 1,5 % de la consommation d'électricité. La PPE 2016 n'avait pas donné d'objectifs à toutes les filières de production d'électricité à partir de bioénergies mais seulement aux filières bois et biogaz.

	Situation 2016	Objectif PPE 2018	Objectif bas PPE 2023	Objectif haut PPE 2023
Capacités installées de production d'électricité à partir de bois (MW)	596	540	790	1040
Capacités installées de production d'électricité à partir de biogaz issu de méthanisation (MW)	110	137	237	300

Tableau 27 : Les objectifs fixés par la PPE adoptée en 2016 pour les capacités installées de production d'électricité à partir de bioénergies (MW)

Les filières de production

La production d'électricité renouvelable à partir de biomasse recouvre plusieurs filières, qui n'ont pas le même degré de maturité, les mêmes perspectives de développement ou les mêmes enjeux.

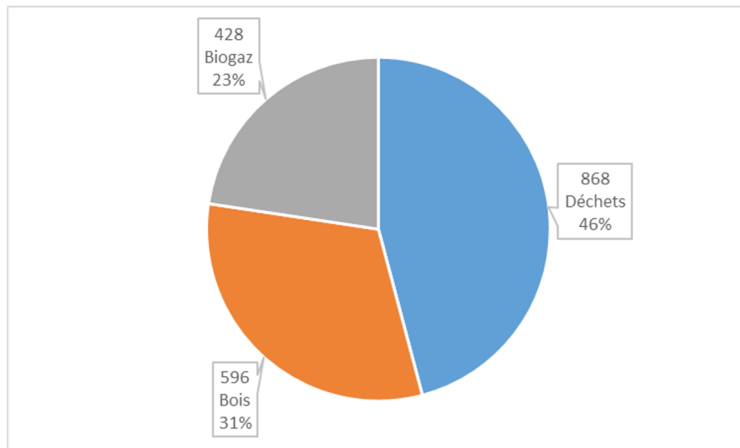


Figure 48: Répartition des capacités de production d'électricité à partir de bioénergies (MW)

La filière « part biodégradable des déchets ménagers » regroupe l'énergie produite par les usines d'incinération de déchets ménagers (UIOM). L'électricité produite à partir d'UIOM est comptabilisée pour moitié comme renouvelable. La suppression du tarif d'achat de l'électricité garanti en 2016 coïncide avec une croissance faible en 2016 (+10 MWe) et un recul en 2017 correspondant à l'arrêt d'un site (-13 MWe).

La filière « bois énergie » regroupe l'énergie produite par les installations de combustion ou d'incinération de biomasse forestière ou de déchets de bois. Le rythme annuel moyen de développement observé de 2009 à 2015 est stable et d'environ + 50 MWe, ce qui correspond à l'équipement d'environ 4 sites par an de moyens de production d'électricité.

La filière « biogaz » regroupe l'énergie produite par valorisation du biogaz. Fin 2017, 430 installations produisent de l'électricité à partir de biogaz :

- 389 méthaniseurs pour une capacité de 142MW. Seule cette sous-filière avait un objectif de croissance dans la PPE adoptée en 2016 ;
- 150 installations de stockage de déchets non dangereux (ISDND) pour une capacité de 265MW ;
- 28 stations d'épuration pour une capacité de 23MW.

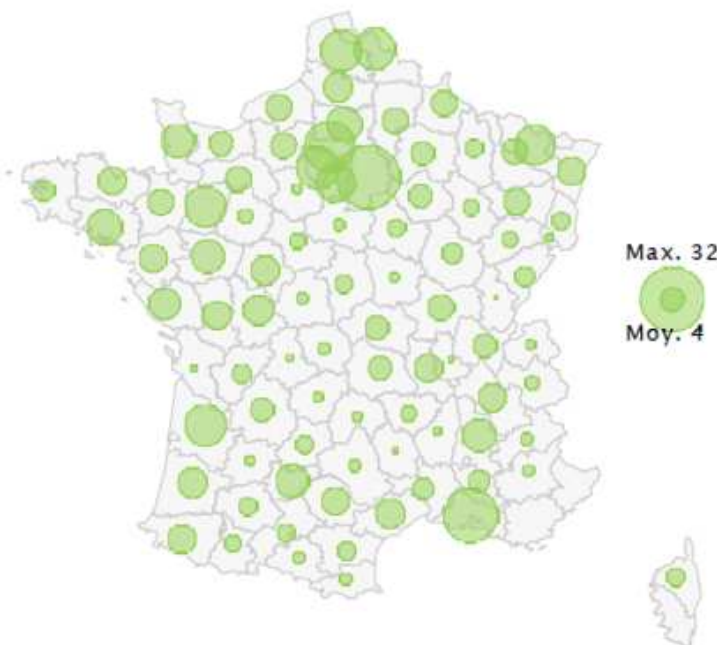


Figure 49 : Répartition départementale de la puissance électrique biogaz raccordée au 31 décembre 2017 (en MW) Source RTE



Le potentiel maximum d'offre

Sur la base d'études de potentiel disponibles au niveau national, la Stratégie Nationale de Mobilisation de la Biomasse fixe des objectifs à l'horizon 2023 de mobilisation des ressources supplémentaires forestières, agricoles et de biodéchets identifiés dans la partie 5 :

- 52 TWh pour la biomasse solide ;
- 18TWh pour le biogaz ;
- 7,8 TWh renouvelables pour les déchets non dangereux valorisés en UIOM.

Enjeux socio-économiques, industriels et environnementaux

Conformément aux priorités décrites dans la stratégie nationale de mobilisation de la biomasse (SNMB), les ressources en bioénergies sont des ressources rares. L'intérêt énergétique est ainsi de les orienter vers les filières présentant les rendements les plus élevés, notamment la valorisation sous forme de chaleur :

- La production d'électricité à partir de biogaz sera réservée aux sites de méthanisation éloignés du réseau de gaz et pour lesquels il n'existe pas de potentiel pour une valorisation directe comme bioGNV ou combustible. La production d'une installation de méthanisation est relativement stable sur l'année, hors problématique de disponibilité des intrants et le fonctionnement de la cogénération peut être adapté sur la journée grâce à la flexibilité offerte par le stockage tampon de biogaz. La puissance électrique moyenne des installations de méthanisation (300 kW) est inférieure à celle des autres filières électriques.
- Compte-tenu du coût de la production d'électricité à partir de biomasse, afin d'optimiser le coût global d'atteinte des objectifs EnR et de favoriser la plus grande efficacité énergétique, le soutien à cette filière sera réservé à la production de chaleur.

La production d'électricité de la filière bioénergie est pilotable et à ce titre peut contribuer à la sécurité d'approvisionnement du réseau électrique.

Les coûts actuels et prévisibles

Le prix d'achat moyen de l'électricité produite par la filière « part biodégradable des déchets ménagers » est estimé à 56 €/MWh pour 2016.

Le prix d'achat moyen de l'électricité produite par la filière « bois énergie » est estimé à 149 €/MWh pour 2016. Ce prix d'achat élevé s'explique par la nécessité de couvrir les coûts d'exploitation du site, à savoir principalement l'achat du combustible, qui représente environ 15 à 25 €/MWhPCI, et le personnel. Une réduction de coût modérée est anticipée sur l'horizon de la PPE et les prix pourraient atteindre de l'ordre de 140 €/MWh en 2028.

Le prix d'achat de l'électricité produite par la filière « biogaz » est extrêmement variable en fonction de l'origine du biogaz utilisé. Pour les nouvelles installations en métropole continentale :

- le prix d'achat de l'électricité produite à partir du biogaz de décharge variait de 85 €/MWh à 145 €/MWh ;
- le prix d'achat de l'électricité produite par méthanisation ou à partir du biogaz de stations d'épuration variait de 120 €/MWh à 210 €/MWh. Des progrès techniques pourraient par ailleurs être observés pour l'épuration du biogaz. Sur l'exemple de ce qui a été observé dans d'autres pays ayant développé massivement la méthanisation, notamment l'Allemagne, la baisse des coûts devrait permettre d'atteindre 160 €/MWh à l'horizon 2028 pour produire de l'électricité.



Les caractéristiques de la filière en termes d'emploi

La filière des incinérateurs d'ordures ménagères représentait environ 620 emplois en France en 2016 (en légère hausse par rapport à 2014) selon l'ADEME, principalement sur le segment de la production d'électricité.

La filière bois collectif, tertiaire et industrie représentait environ 6 160 emplois en France en 2016 selon l'ADEME, avec 630 emplois sur le segment de la fabrication, 350 sur le segment installation-études et 4 920 emplois sur la maintenance et la vente d'énergie (chaleur et électricité). Les emplois de la filière sont principalement ceux associés à la production marchande de combustibles, plaquettes forestières ou bois-bûches pour le secteur collectif. En 2016, le marché de la filière s'est élevé à 1,7 milliards d'euros.

La filière biogaz représentait environ 1 570 emplois en France, avec 150 emplois sur le segment de la fabrication, 710 emplois sur le segment installation-études et 710 emplois sur celui de la production d'électricité. Les emplois de la filière sont relativement stables par rapport à l'année précédente, l'accroissement des emplois liés à l'exploitation et à la vente d'énergie venant compenser le recul des emplois liés aux investissements.

En 2016, le marché du biogaz s'est établi à 410 M€.

Les enjeux environnementaux

Les UIOM ont un impact potentiel en termes de pollution atmosphérique qui est maîtrisé par la réglementation ICPE. La valorisation de la chaleur fatale des UIOM permet de se substituer à d'autres formes de production d'énergie et par là d'en réduire l'impact sur l'environnement.

Les installations de cogénération à partir de biomasse ont également un impact potentiel en termes de pollution atmosphérique qui est encadré par la réglementation ICPE. L'enjeu supplémentaire recoupe les enjeux de préservation de la biodiversité et de conflit d'usage pour la mobilisation de la biomasse. Cet enjeu est abordé dans la partie 5/.

L'équipement des décharges et des stations d'épuration de moyens de production d'électricité permet de valoriser une énergie fatale et de réduire les émissions à l'atmosphère de méthane ou de CO₂ lorsque le méthane est torché.

Si le biogaz est produit à partir de biodéchets (issus des collectivités territoriales, de l'agroalimentaire, de la restauration...) non valorisés à ce jour, la méthanisation contribue alors aux objectifs européens de réduction de mise en décharge de matière organique et contribue à limiter les émissions de gaz à effet de serre du secteur. Si le biogaz est produit à partir d'effluents d'élevages, la méthanisation contribue alors à la réduction de l'impact des exploitations agricoles sur le climat, par captation du méthane, mais aussi sur les problématiques liées à l'azote.

Objectif d'augmentation des capacités installées de production d'électricité à partir de bioénergies et mesures pour les atteindre			
	2016	2023	2028
Objectif cogénération biomasse (GW)	0,59	0,8	0,8
Objectif cogénération biogaz (GW)	0,11	0,27	0,34-0,41
Objectif cogénération CSR (GW)		0,04	0,04

Mesures

- Compte-tenu du coût de la production d'électricité à partir de biomasse, afin d'optimiser le coût global d'atteinte des objectifs EnR et de favoriser la plus grande efficacité énergétique, le soutien à ces filières sera réservé à la production de chaleur. Aucun appel d'offres cogénération biomasse ne sera lancé sur la période de la PPE ;



- Ouvrir un guichet tarifaire pour les installations de méthanisation entre 0,5MW et 1 MW. Au-delà, les installations de méthanisation devront s'orienter vers l'injection de biométhane ;
- Ouvrir un guichet tarifaire pour les installations valorisant des CSR et dont l'approvisionnement (CSR et autres combustibles) est composé a minima de 80 % de biomasse ;
- Amplifier l'amélioration de l'efficacité énergétique des unités de valorisation énergétique des déchets ménagers, mener une action spécifique sur la dizaine d'incinérateurs sans valorisation énergétique et aller au-delà du critère d'efficacité énergétique des unités existantes, ;
- Reconduire l'appel à projets sur les combustibles solides de récupération de l'ADEME.

3.5.5. L'éolien en mer et les énergies marines renouvelables

L'éolien en mer (posé et flottant)

Le développement commercial de la filière éolien en mer posé a été amorcé par le lancement de deux appels d'offres en 2011 et 2013 et l'attribution de près de 3 000 MW répartis sur six parcs au large de la Normandie, de la Bretagne et des Pays de la Loire. Un troisième appel d'offres éolien en mer a été lancé au large de Dunkerque pour une capacité de 400 à 600 MW en décembre 2016. Il devrait être attribué d'ici mi-2019. Concernant l'éolien flottant, technologie à un stade de maturité moins avancé, quatre projets de fermes pilotes de 24 MW chacune ont été désignés lauréats d'un appel à projet lancé par l'ADEME en 2017 dans le cadre du Programme d'investissement d'avenir : un en Bretagne sud, trois en Méditerranée. Les premières mises en service sont prévues en 2021.

Les énergies marines renouvelables (autres technologies marines qu'éolien en mer)

Chacune de ces filières a un degré de maturité et des perspectives de développement spécifiques à plus ou moins long terme. Depuis 2009, plusieurs Appels à Manifestation d'Intérêt (AMI), pilotés par l'ADEME, ont été lancés par l'Etat dans le cadre du Programme des Investissements d'Avenir sur les énergies marines.

Concernant l'hydrolien, un projet démonstrateur a été immergé au large de Paimpol-Bréhat.

L'usine marémotrice de la Rance a une production annuelle brute de l'ordre de 500 GWh pour 240 MW installés.

	Situation 2016	Objectif capacités installées en 2018	Objectif capacités installées en 2023	Objectif capacités attribuées par des appels d'offres en 2023
Capacités installées de production d'éolien en mer	0	500MW	3000MW	Entre 500 et 6000 MW de plus
Capacités installées de production d'énergies marines renouvelables	340MW ⁵³		440MW	Entre 440 et 2240 MW en plus

Tableau 28 : Les objectifs fixés par la PPE adoptée en 2016 pour les capacités installées de production d'électricité à partir de bioénergies (MW)

53. La PPE ne mentionnait que les capacités supplémentaires (100MW). Par souci d'homogénéité avec les autres filières, la capacité de l'usine de la Rance a été ajoutée.



Le potentiel maximum d'offre

Concernant l'éolien en mer : le potentiel technique exploitable pour l'éolien posé selon l'ADEME est de 90 GW. Du fait de limites liées à la conciliation avec les autres usages de la mer, le potentiel est actuellement estimé à 16 GW. Le potentiel technique pour l'éolien flottant serait de 155 GW selon l'ADEME, dont 33 GW serait accessible en tenant compte des limites liées à la conciliation avec les autres usages de la mer.

Afin de développer l'éolien mer, des consultations ont été menées avec l'ensemble des parties prenantes dans le cadre de l'élaboration des documents stratégiques de façade, qui prévoient notamment la détermination de zones ayant vocation à accueillir des projets d'éolien en mer. Compte tenu du succès de la concertation qui y a été menée, les premiers appels d'offres d'éolien flottant seront lancés en Bretagne, puis en Méditerranée. Le prochain appel d'offres d'éolien posé sera lancé en Normandie.

Encadré 8 : Groupe de coopération de l'énergie en Mer du Nord :

La France fait partie d'un groupe de coopération relatif à l'énergie éolienne en mer du Nord, dont les objectifs sont d'aider au déploiement de projets éoliens en mer transfrontaliers et de partager les processus et méthodes pour accélérer le déploiement de l'éolien en mer dans les pays membres. Il comprend, outre la France, la Belgique, les Pays Bas, le Danemark, l'Irlande, l'Allemagne, le Royaume Uni, la Norvège, la Suède et le Luxembourg. La France s'est inspirée des exemples présentés dans ce groupe de travail pour réformer en profondeur le cadre d'élaboration des projets éoliens en mer, en renforçant le rôle de l'Etat en amont des appels d'offres (réalisation d'études préalables et participation du public en particulier pour déterminer la zone de l'appel d'offres sous l'égide de la Commission Nationale du Débat Public). Ce groupe de coopération mène également des travaux d'élaboration d'un cadre commun d'évaluation des impacts cumulés des installations éoliennes en mer, dont la France pourra s'inspirer pour ses propres travaux. Enfin, la France s'est engagée à communiquer au groupe de coopération le calendrier prospectif de ses futures procédures de mises en concurrence, afin de donner aux industriels une vision consolidée des appels d'offres à venir et d'identifier de possibles chevauchements à éviter.

Concernant la filière hydrolienne, la France, qui dispose des courants parmi les plus forts du monde, dispose d'un potentiel technique exploitable, avant prise en compte des contraintes d'usage, de 2 à 3 GW au maximum. Le gisement se situe principalement au large du Raz-Blanchard en Normandie et dans le passage du Fromveur en Bretagne.

Concernant l'énergie houlomotrice, la filière est toujours au stade de la démonstration. Il n'existe pas à ce sujet d'estimation fiable de potentiel technique exploitable compte tenu de la maturité de la filière.

Concernant l'énergie marémotrice, la France est aujourd'hui un des pays pionniers dans cette technologie avec l'usine de la Rance, mais son développement n'est pas envisagé à court terme, notamment au regard des enjeux environnementaux importants présentés par cette technologie sur de nouveaux sites.

Concernant l'énergie thermique des mers, le gisement potentiel est principalement localisé dans les départements d'Outre-mer où les gradients de températures entre les eaux de surface chaudes et les eaux froides en profondeur sont plus importants qu'en métropole.

Enjeux socio-économiques, industriels et environnementaux

L'éolien en mer (posé et flottant)

Bénéficiant de vents plus soutenus et plus réguliers que l'éolien terrestre, une éolienne en mer peut produire en moyenne deux fois plus d'énergie qu'à terre. Le facteur de charge est ainsi de l'ordre de 40 % (soit environ 3500h/an). En outre, les parcs éoliens en mer sont en moyenne d'une capacité de 500 MW (contre 10 MW en moyenne pour les parcs éoliens terrestres).



Le gestionnaire de réseau est impliqué en amont des appels d'offres pour identifier la capacité d'accueil des réseaux. Il assure le pilotage et la maîtrise d'ouvrage globale du raccordement des parcs et de l'ingénierie des liaisons sous-marines et finance les coûts pour les parcs issus de procédures de mise en concurrence.

Les coûts actuels et prévisibles

Les coûts de l'éolien en mer posé en Europe connaissent depuis plusieurs années une baisse continue pour atteindre actuellement des prix de l'ordre de 60 €/MWh à 80 €/MWh hors raccordement (en 2018). Le raccordement rajoute un coût compris entre 10 et 20€/MWh selon les sites.

Les quatre projets de fermes pilotes d'éoliennes flottantes sont soutenus à hauteur d'environ 330 M€ d'aide par le PIA d'une part, et complété via un tarif d'achat préférentiel de l'énergie produite d'autre part, représentent un total de près de 880 M€ d'investissements.

Il est attendu une forte baisse des coûts pour les fermes commerciales d'éoliennes flottantes avec un tarif de l'ordre de 150 €/MWh pour les premiers projets mis en service à l'horizon 2028 et une convergence du tarif entre l'éolien posé et flottant à moyen terme.

Concernant l'hydrolien, les études et les démonstrateurs réalisés démontrent que cette filière n'est pas mature et présente des coûts de production très élevés dont les perspectives de baisse ne sont pas suffisantes pour assurer la compétitivité de la filière à long terme par rapport à d'autres technologies comme l'éolien en mer.

Les emplois

D'après l'étude de l'ADEME « étude sur la filière éolienne en mer : bilan, prospective, stratégie »⁵⁴ parue en septembre 2017, la structuration de la filière est déterminante pour générer un nombre conséquent d'emplois lors des appels d'offres suivants. L'ensemble des projets en cours pourraient représenter à terme jusqu'à 15 000 emplois directs et indirects, dont plusieurs milliers déjà existants. Un développement de l'éolien en mer sans structuration d'une filière nationale conduirait à une augmentation limitée des emplois.

Les enjeux environnementaux

Les éoliennes en mer (posées et flottantes) présentent des enjeux environnementaux liés à la biodiversité des sites d'implantation, avec principalement des impacts sur la biodiversité marine (mammifères marins, fonds marins) en phase de construction (l'éolien posé étant plus impactant que le flottant à ce titre) et des impacts principalement sur l'avifaune en phase d'exploitation et des impacts paysagers plus ou moins importants en fonction de l'éloignement des parcs de la côte. Il existe également des conflits d'usages avec la pêche professionnelle et les plaisanciers.

L'ensemble de ces enjeux est encadré par la réglementation du code de l'environnement relatif à l'autorisation environnementale. Afin de mieux prendre en compte ces enjeux, pour les futurs appels d'offres, l'Etat réalisera des études et saisira la Commission Nationale du Débat Public en amont des appels d'offres pour organiser la consultation du public sur ces parcs.

Les énergies marines renouvelables

Dans son Medium-Term renewable energy market report 2015, l'Agence Internationale de l'Énergie⁵⁵ indique que les coûts d'investissements pour un dispositif houlomoteur de 3 MW serait de l'ordre de 15400 €/kW. Les coûts d'investissements d'une installation de 10 MW utilisant les courants marins seraient autour 12 500 €/kW. Pour l'énergie thermique des mers les coûts d'investissements sont plus

54. Étude sur la filière éolienne française : bilan, prospective et stratégie, Ademe, septembre 2017, disponible sur <http://www.ademe.fr/etude-filiere-eolienne-francaise-bilan-prospective-strategie>

55. Médium-term Renewable Energy Market Report 2016, disponible sur <https://www.iea.org/newsroom/news/2016/october/medium-term-renewable-energy-market-report-2016.html>



élevés et pourraient atteindre 38 500 €/kW. Au total, pour toutes les filières énergies renouvelables en mer, 20 projets de R&D sont financés et bénéficient d'un financement total de plus de 190M€.

Objectif d'augmentation des capacités installées d'éoliennes en mer et mesures pour les atteindre

	2016	PPE 2016 objectifs 2018	2023	2028
Objectif éolien en mer (GW)		0,5	2,4	4,7-5,2

Mesure : lancer les appels d'offres ci-dessous correspondant pour les éoliennes en mer avec des prix plafond supérieurs de 10 à 20 €/MWh aux prix cibles.

Date d'attribution de l'AO	2019	2020	2021	2022	2023	2024	>2025
Eolien flottant 750MW			250 MW <i>Bretagne</i> (120 €/MWh)	250 MW <i>Méditerranée</i> (110 €/MWh)		250-500 MW selon les prix	1 projet de 500 MW par an, posé ou flottant selon les prix et le gisement
Eolien posé 2,5 à 3 GW	500 MW <i>Dunkerque</i> (70 €/MWh)	1000 MW <i>Manche Est Mer du Nord</i> (65 €/MWh)			1000 – 1500 MW (60 €/MWh) MES 2028-29		

Calendrier des appels d'offres pour l'éolien offshore (les dates indiquées sont les dates auxquelles un lauréat sera sélectionné, en fin de procédure de dialogue concurrentiel).

3.5.6. La géothermie électrique

Etat des lieux de la filière

La géothermie profonde consiste à exploiter une ressource présentant une température suffisante pour produire de l'électricité, complétée éventuellement d'une valorisation de la chaleur par cogénération ou pour produire directement de la chaleur à des fins de chauffage urbain essentiellement. La filière géothermie électrique en métropole reste aujourd'hui très marginale avec une seule installation industrielle située en Alsace ; celle de Soultz-sous-Forêts. Ce projet construit au départ comme un pilote d'expérimentation scientifique au milieu des années 1980, est devenu en 2017 un site d'exploitation industrielle, avec une puissance électrique brute d'environ 1,5 MW, soit une production d'électricité de l'ordre de 7 800 MWh/an fournie au réseau électrique.

Situation 2016	Objectif PPE 2018	Objectif PPE 2023
1	8	20 à 40

Tableau 29 : Les objectifs fixés par la PPE adoptée en 2016 pour les capacités installées de production d'électricité à partir de géothermie (MW)

Le potentiel maximum d'offre

La géothermie profonde se développe uniquement dans certaines régions, présentant des contextes géologiques favorables à la production importante de la ressource eau à haute température. Cette activité nécessite une connaissance approfondie du sous-sol à de grandes profondeurs, pouvant atteindre jusqu'à 5000m.



En 2018, 15 permis exclusifs de recherches en métropole couvrent une superficie d'un peu plus de 10 000 km². Cette phase d'exploration, qui est une phase de prospection comportant un risque financier élevé, menée parfois pendant plus d'une dizaine d'années, permet de comprendre le contexte géologique et de réduire l'aléa géologique lié à la découverte de la ressource et à sa caractérisation en termes de température et de débit. Les contextes géologiques favorables au développement de cette géothermie profonde existent en France dans le fossé rhénan Alsacien, en Auvergne et notamment dans le bassin de la Limagne, dans le couloir Rhodanien, et le bassin Aquitain.

Le rendement de conversion thermo-électrique reste limité, autour de 10 %. Une façon d'améliorer les performances de ces unités est de valoriser la chaleur résiduelle produite en alimentant notamment des réseaux de chaleur.

Enjeux socio-économiques, industriels et environnementaux

Cette filière émergente mobilise quelques acteurs industriels sur le territoire métropolitain.

Les investissements importants par permis de recherches et la longue phase d'exploration nécessaire pour qualifier la ressource et minimiser les aléas géologiques rendent difficile le développement rapide de la filière. La mise en place du fonds de garantie GeoDeep, en cours de pré-notification à la commission européenne est un mécanisme de couverture de l'aléa géologique pendant la phase de forage, composé pour moitié de fonds privé et pour l'autre moitié de fonds publics.

Une flexibilité de 30% dans le cadre de la demande de modification de la puissance installée a été acceptée afin de consolider la solidité et la visibilité des projets.

Le cadre législatif et réglementaire a rendu possible un fort développement des réseaux de chaleur en Ile-de-France, région qui présente des caractéristiques géologiques favorables.

Les coûts actuels et prévisibles

Les principaux verrous technologiques concernent la découverte, l'évaluation et la compréhension des réservoirs géothermiques. Des baisses de coûts significatives sont attendues au fur et à mesure que les études géosciences permettront de mieux comprendre le potentiel géologique. Ce gain de compétitivité sera rendu possible également grâce à l'amortissement des forages et dans une moindre mesure aux gains d'efficacité et de rendement des unités à cycle binaire.

En France, le coût de production de l'électricité de la centrale de Bouillante en Guadeloupe, seule unité en fonctionnement de type volcanique est supérieur à 100€/MWh⁵⁶, soit un coût plus élevé que le prix de production au plan international situé entre 38 et 62€/MWh pour une puissance installée entre 20 à 50MW. Cela est en partie dû au caractère insulaire de la centrale et en raison de sa faible taille actuelle (15MW). D'après l'ADEME, pour la géothermie EGS, les installations de type de celles qui seront réalisées en métropole auront un coût de production variant de 173€/MWh à 336€/MWh.

L'arrêté du 13 décembre 2016 permet 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 €/MWh.

Les caractéristiques de la filière en termes d'emploi

D'après une étude⁵⁷ parue en 2016, la filière de la géothermie profonde, filière en développement pourrait représenter de l'ordre de 1300 emplois directs, tant en investissement qu'en production et maintenance. Le chiffre d'affaires total de la filière de la géothermie profonde est estimé à 177M€ en 2014 (source ADEME). Sur ce chiffre d'affaires, 30% sont des activités de moyenne et haute température.

56. Rapport particulier Cour des Comptes, articles L. 1433 et R. 1431, du code des juridictions financières numéro 71058, octobre 2014.

57 <http://www.entreprises.gouv.fr/etudes-et-statistiques/filieres-industrielles-la-valorisation-energetique-du-sous-sol-profond>



Les enjeux environnementaux

Les phases de vie pendant lesquels un site de géothermie profonde occasionne le plus de nuisances et d'impacts sont les phases de forages et d'essais de production. Le code minier et le code de l'énergie encadrent strictement cette activité, permettant ainsi la maîtrise des risques environnementaux liés à la filière. La géothermie profonde en métropole fonctionne en circuit fermé avec réinjection du fluide géothermal dans la même formation que la production. Les aquifères exploités pour leur ressource géothermale ne renferment pas d'eau potable ou potabilisable. L'exploitation d'un site géothermique peut produire une microsismicité induite, mais des réseaux de surveillance permettent d'analyser les données. Il est nécessaire que les projets soient bien acceptés par les acteurs locaux car ils valorisent une ressource locale, disponible en permanence et généralement implantée en zone urbaine. Le bilan carbone de la géothermie profonde est très proche de la neutralité car les émissions totales de CO₂ calculées sur toute la vie d'un projet varient entre 17 et 60 g/kWh.

Objectif d'augmentation des capacités installées de géothermie électrique et mesures pour les atteindre

	2016	2023	2028
Objectif (MW)	1	24	24

Compte-tenu du coût de la production d'électricité par géothermie, afin d'optimiser le coût global d'atteinte des objectifs EnR, le soutien à la géothermie se concentre sur la production de chaleur. Il sera mis fin au dispositif de soutien via le complément de rémunération en métropole pour la production d'électricité issue de la géothermie. Les projets ayant déjà fait l'objet d'une demande de complément de rémunération recevable seront soutenus. Des projets innovants pourront, le cas échéant être soutenus dans le cadre de dispositifs à la R&D.

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

L'autoconsommation individuelle est le fait de consommer sa propre production d'électricité. Elle est associée à la notion d'autoproduction, qui est le fait de produire sa propre consommation.

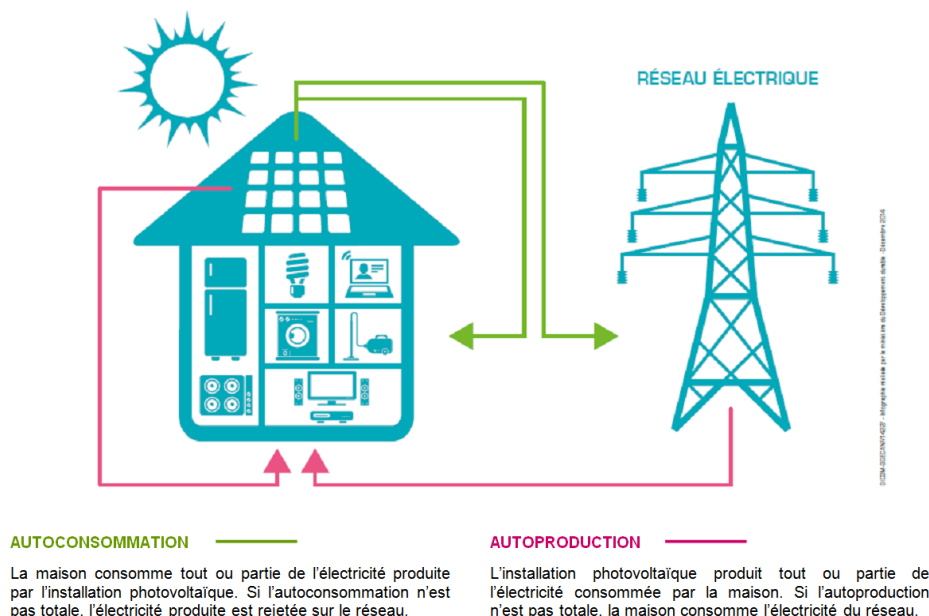


Figure 50 : Illustration des concepts d'autoconsommation et d'autoproduction



Dans la pratique, les sites de consommation auront dans la majorité des cas, besoin de recourir pendant certaines périodes au réseau électrique traditionnel soit pour se fournir en électricité, soit pour injecter l'électricité produite en excédent par leur installation de production locale. Ainsi, fonctionner en autoconsommation / autoproduction ne signifie pas être en autarcie énergétique.

Le développement de l'autoconsommation individuelle est désormais une réalité et s'est accéléré ces dernières années :

- En 2016, 36% des demandes de raccordement ou des déclarations effectuées auprès des gestionnaires de réseau de distribution pour des projets photovoltaïques ont concerné des projets avec de l'autoconsommation⁵⁸, soit environ 8000 installations dont plus de 2000 en autoconsommation totale ;
- En 2017, le parc en autoconsommation totale représenterait 18 MW pour 6500 installations et en autoconsommation partielle 57 MW pour 13 500 installations environ.

Fin 2017, 8 opérations d'autoconsommation collective étaient engagées, pour un démarrage d'ici la fin du 1^{er} semestre 2018 et une vingtaine d'opérations était en cours de montage, pour un démarrage au cours du 2^{ème} semestre 2018.

Ce développement devrait se poursuivre grâce, notamment, au déploiement du compteur communicant Linky, qui va accélérer le développement de l'autoconsommation en simplifiant tous les dispositifs de comptage (un seul compteur nécessaire, télérelève...).

Cadre réglementaire et de soutien

La loi définit la notion d'autoconsommation collective, qui consiste à associer plusieurs consommateurs et producteurs, liés entre eux au sein d'une même personne morale et situés en aval d'un même poste de transformation HTA/BT. L'autoconsommation et la production locale d'énergie représentent une opportunité pour la transition énergétique en permettant l'appropriation par les consommateurs de cette transition. Elles sont destinées à se développer et à prendre une place de plus en plus prégnante dans le mix électrique dans un contexte où :

- les coûts de production des installations d'électricité renouvelable et en particulier photovoltaïques diminuent et où les prix de l'électricité augmentent ;
- les citoyens et les collectivités aspirent de plus en plus à un modèle de développement économique local de production d'électricité « verte » qui permette de répondre à leurs propres besoins.

En particulier, si les projets sont bien dimensionnés au regard des besoins de consommation, l'autoconsommation peut apporter des bénéfices notables pour la collectivité en favorisant les boucles locales de consommation et de production, ce qui permet de limiter la construction de nouvelles lignes ou des renforcements des réseaux de distribution.

Le développement de l'autoconsommation ne doit pas se faire au détriment des autres consommateurs d'électricité et plus largement, ne doit pas remettre en cause le principe de solidarité nationale qui régit la tarification de l'utilisation des réseaux publics. Il convient que la tarification applicable aux autoconsommateurs reflète les bénéfices aussi bien que les coûts qu'ils peuvent engendrer sur le système électrique.

Le cadre législatif et réglementaire spécifique à l'autoconsommation (individuelle et collective) est entré en vigueur en 2017. Il comprend des dispositions pour que les gestionnaires de réseau facilitent les opérations d'autoconsommation notamment en équipant d'un compteur Linky les opérations d'autoconsommation collective, précise les responsabilités des participants, et charge également la

58. Demandes en autoconsommation totale (convention d'autoconsommation) et en autoconsommation partielle (vente au surplus)



Commission de régulation de l'énergie d'élaborer un tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) spécifique à l'autoconsommation pour les installations de moins de 100 kW.

Un cadre de soutien spécifique pour développer l'autoconsommation, a été mis en place :

- Les petites installations solaires sur bâtiments (<100 kWc) en autoconsommation bénéficient d'un contrat d'achat pendant 20 ans, dans lequel il est prévu une prime à l'investissement versé pendant 5 ans couplée à un tarif d'achat pour le surplus injecté sur le réseau ;
- Les installations de puissance comprise entre 100 et 500 kW, quelle que soit la technologie de production d'électricité renouvelable, bénéficient d'appel d'offres sous forme de prime à l'électricité produite qu'elle soit autoconsommée ou injectée sur le réseau public. Cet appel d'offres vise en particulier les consommateurs des secteurs industriel, tertiaire et agricole, acteurs économiques pour lesquels l'autoconsommation peut apporter les bénéfices les plus importants grâce à la concomitance de la consommation et de la production. Le soutien est construit de telle manière qu'il incite à maximiser le taux d'autoconsommation.

Objectifs et mesures

- 65 000 à 100 000 sites photovoltaïques en autoconsommation en 2023.

Le développement de l'autoconsommation passe notamment par un besoin de visibilité pour les acteurs sur le cadre qui leur est applicable et sur les différents facteurs susceptibles d'avoir une influence sur le niveau de rentabilité des opérations d'autoconsommation :

- Clarifier le cadre applicable au modèle de tiers investisseur, dans lequel le consommateur n'est pas propriétaire de l'installation mais bénéficie quand même de la production, afin de l'aligner sur le cadre de l'autoconsommation individuelle ;
- Ouvrir de nouvelles possibilités pour l'autoconsommation collective et faciliter leur financement ;
- Porter à 1 MW la taille maximale des installations éligibles à l'appel d'offres autoconsommation ;
- Elargir la maille de l'autoconsommation pour permettre des projets d'autoconsommation collective à une maille plus importante (grand projet d'aménagement / éco-quartiers).

3.5.8. Le nucléaire

Description du parc existant

Le parc nucléaire français est actuellement constitué de 58 réacteurs électronucléaires répartis sur 19 centrales différentes pour une puissance installée de 63,2 GWe et une production de 379,1 TWh en 2017, soit 71,6 % de la production électrique totale. Le parc se décompose en 3 paliers suivant la puissance des réacteurs :

- 34 réacteurs 900 MWe ;
- 20 réacteurs 1300 MWe ;
- 4 réacteurs 1450 MWe.



OFFRE D'ÉNERGIE/ DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES RENOUELVABLES ET DE RÉCUPÉRATION

PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE 2019-2023 2024-2028

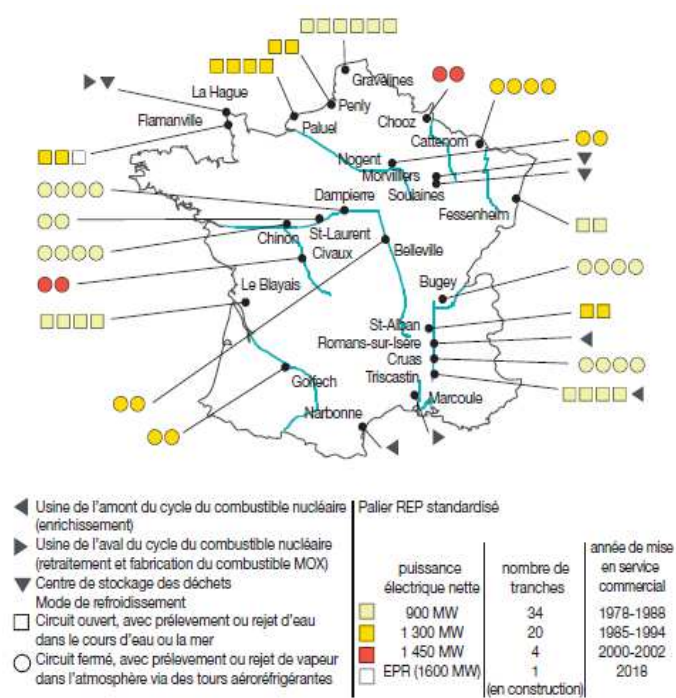


Figure 51 : Sites nucléaires en France (situation au 1^{er} janvier 2017)

Le réacteur EPR de Flamanville de 1650 MWe est actuellement en phase de construction pour un chargement du combustible mi-2019 et une mise en service prévisionnelle d'ici à mi-2020. Les deux réacteurs de la centrale de Fessenheim seront fermés au printemps 2020.

Les réacteurs du palier 900 MWe atteindront très prochainement 40 ans d'exploitation et passeront leur 4^{ème} visite décennale dans la période 2019-2025, alors que les réacteurs du palier 1300 MWe la passeront dans la période 2025-2035.

La France dispose par ailleurs d'une industrie couvrant l'ensemble du cycle du combustible, c'est-à-dire des opérations de fabrication et de fourniture de combustible aux réacteurs puis de gestion du combustible usé, depuis l'extraction du minerai jusqu'à la gestion des déchets.

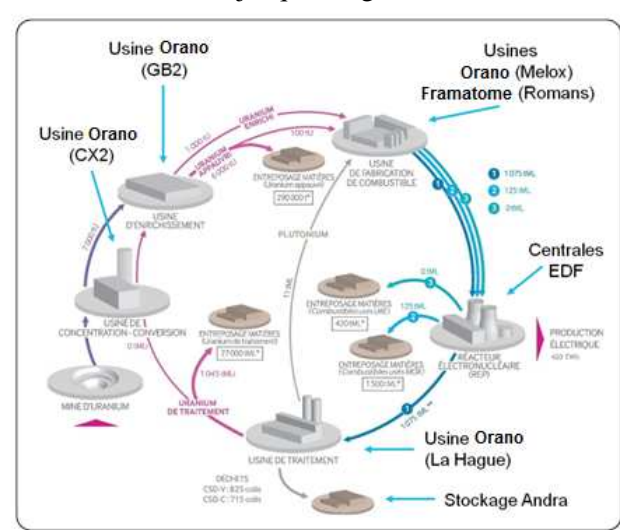


Figure 52 : Cycle du combustible en France



Le cycle du combustible français repose actuellement sur le « mono recyclage » : les combustibles usés à l'uranium enrichi sont recyclés une fois afin d'en extraire le plutonium et l'uranium utilisés pour produire des combustibles recyclés : le MOx (actuellement utilisé dans 22 des 58 réacteurs du parc électronucléaire français) et l'URE (qui sera utilisé à moyen terme dans les 4 réacteurs du parc autorisés). Les combustibles MOx et URE usés sont ensuite entreposés dans l'attente d'une valorisation ultérieure.

Le plafond de capacité nucléaire installée en France

La capacité installée en France est plafonnée à la capacité actuelle de 63,2 GW. Ce plafond a été instauré par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte : « l'autorisation d'exploiter une installation de production d'électricité ne peut être délivrée lorsqu'elle aurait pour effet de porter la capacité totale autorisée de production d'électricité d'origine nucléaire au-delà de 63,2 GW ».

Le rendement énergétique

Les centrales nucléaires existantes présentent un rendement moyen de 33 %, et jusqu'à 37 % en moyenne pour l'EPR. La question du recours à de la cogénération nucléaire pourrait se poser, mais présenterait des défis spécifiques en termes de déploiement industriel compte tenu des difficultés à modifier des installations existantes et de la distance séparant les installations nucléaires des principaux centres de consommation de chaleur notamment urbains.

Les coûts du parc nucléaire existant

Il n'existe pas « un » coût du nucléaire mais différentes notions de coûts : le coût marginal (qui détermine l'ordre d'appel des moyens de production), le coût de production restant à engager (comprenant les dépenses d'exploitation et d'investissement à venir), le coût complet économique (qui tient compte de l'amortissement et de la rémunération du capital). Par ailleurs, la facture pour le consommateur dépend essentiellement de la régulation, en l'occurrence le dispositif de l'accès régulé à l'énergie nucléaire historique (ARENH).

Le « coût » du nucléaire est ainsi constitué de différentes composantes relatives aux investissements de jouvence et de maintenance, aux dépenses d'exploitation (personnel, combustible...), au démantèlement, à la gestion des déchets et à la rémunération du capital initial investi dans la construction du réacteur.

Le coût marginal des réacteurs nucléaires est très bas (inférieur à 10€/MWh), ce qui le positionne favorablement dans l'ordre d'appel des moyens de production d'électricité sur le marché français et européen, juste après les énergies renouvelables fatales (dont le coût marginal est quasiment nul) mais avant les moyens de production carbonés (lignite, charbon, gaz, fioul). C'est l'une des raisons pour lesquelles le mix électrique français, bien que ne présentant pas de surcapacités importantes contrairement à certains de nos voisins européens, est structurellement exportateur.

Le coût de production du nucléaire existant, le coût restant à engager, qui correspond aux décaissements actuels et à venir concernant les investissements et les dépenses d'exploitation (personnel, combustible...), est estimé en moyenne sur le parc à 32-33 €/MWh en tenant compte du programme du grand carénage. Ce coût est peu sensible aux évolutions de prix de l'uranium. De plus, il n'intègre pas les coûts de démantèlement et de gestion des déchets radioactifs couverts par des actifs dédiés déjà constitués par les exploitants nucléaires.

La Cour des Comptes⁵⁹ avait également évalué le coût de production du nucléaire existant à 61,6 €₂₀₁₂/MWh en raisonnant en termes de coût complet économique : l'ensemble des dépenses de fonctionnement et de fin de vie des réacteurs est pris en compte, de même que l'investissement initial amorti et rémunéré sur l'ensemble de la durée de vie du parc. Ce coût a toutefois été calculé avant le programme d'optimisation du Grand Carénage, qui a permis de faire passer le montant total

⁵⁹ Rapport sur « Le coût de production de l'électricité nucléaire » publié en mai 2014 et rapport sur « La maintenance des centrales nucléaires : une politique remise à niveau, des incertitudes à lever » publié en février 2016.



d'investissements prévus entre 2014 et 2025 de 55Md€₂₀₁₃ à 45Md€₂₀₁₅, et avant le plan d'économie d'EDF sur ses charges d'exploitation, dont l'impact baissier est d'environ 1€/MWh.

Enfin, le consommateur est quant à lui protégé par le dispositif ARENH (42€/MWh depuis 2011), qui constitue à la fois le prix de la composante nucléaire dans les tarifs réglementés de vente (TRV) et le prix auquel les fournisseurs alternatifs d'électricité peuvent venir s'approvisionner auprès d'EDF, dans la limite de 100TWh. Les offres de marché d'EDF étant aussi construites à partir de l'ARENH, ce sont bien l'ensemble des consommateurs français qui sont concernés par ce dispositif.

On peut également citer en ordre de grandeur certains coûts caractéristiques :

- Grand Carénage (programme piloté par EDF comprenant des investissements post-Fukushima, des investissements de maintenance et d'adaptations des réacteurs du parc existant en vue du passage des prochaines visites décennales) : coût estimé en 2017 à 45,6 Mds€ (en euros 2016) sur la période 2014-2025, ce montant est bien pris en compte dans le calcul du coût restant à engager (dont il représente environ 10€/MWh sur la base d'une durée de vie des réacteurs jusqu'à leur 5^{ème} visite décennale) ;
- Démantèlement et gestion des déchets : charges brutes estimées fin 2015 à 110 Mds€ pour l'ensemble des exploitants nucléaires (EDF, CEA, Orano et Andra) et calculées en particulier pour une durée d'exploitation des réacteurs du parc nucléaire existant de 50 ans pour le palier 900MW et de 40 ans pour les autres réacteurs à compter de leur date de mise en service.

Ces coûts sont à prendre avec précaution car ils sont régulièrement actualisés par les entreprises exploitantes (en particulier pour le Grand Carénage), dépendants de l'évolution du marché (pour les activités du cycle du combustible notamment) mais également étalés sur l'ensemble de la durée de vie d'un réacteur.

Les caractéristiques de la filière en termes d'emplois

La filière nucléaire emploie environ 220 000 salariés, emplois directs et indirects, soit 6,7 % de l'emploi industriel français. Elle regroupe 2 600 entreprises pour un chiffre d'affaires de 52 Mds€ par an, dont 1,3 Mds€ consacrés à la recherche et développement⁶⁰. Sur les 2 600 entreprises composant la filière, les PME représentent 65 % des entreprises contre 3,5 % pour les grands groupes et les exploitants (EDF). Ces dernières représentent néanmoins la majorité des emplois de la filière, qui se démarque également par ses emplois qualifiés, la proportion de cadres et d'ETAM (Employés, Techniciens et Agents de Maîtrise) dépassant les deux tiers des effectifs. Il convient également de remarquer le haut niveau de spécialisation des salariés et le fait que les petites entreprises actives dans la filière sont assez peu dédiées à la filière nucléaire. EDF et les grandes entreprises réalisent 75 % du chiffre d'affaires :

- près de 72 % du chiffre d'affaires est réalisé par les activités de maintenance et d'exploitation du parc électronucléaire et 14 % sur les activités du cycle du combustible ;
- les activités de construction et de fabrication de composants rassemblent 8 % de l'activité de la filière. Il s'agit en particulier des grands projets, notamment l'EPR de Flamanville, ITER (démonstrateur dans le domaine de la fusion) et le réacteur de recherche Jules Horowitz (RJH) à Cadarache ;
- la gestion des déchets radioactifs et l'assainissement occupent une place de l'ordre de 2,5 %.

Les enjeux environnementaux

Le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) a publié des données⁶¹ sur l'impact carbone de la filière nucléaire, qu'il estime en moyenne à 12gCO₂/kWh. Selon la base carbone de l'ADEME, pour la France l'énergie nucléaire émet en moyenne 66 gCO₂/kWh sur l'ensemble de son cycle de vie.

⁶⁰ Chiffres issus de la cartographie 2016 du Comité Stratégique de la Filière Nucléaire

⁶¹ https://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/wg3/ipcc_wg3_ar5_annex-iii.pdf



Le CEA a étudié la décomposition des émissions pour l'ensemble des activités de la filière :

- Extraction, conversion et enrichissement de l'uranium : 49%
- Fabrication des combustibles UOx et MOx : 1%
- Traitement-recyclage des combustibles usés : 7%
- Stockage des déchets : 2%
- Construction, exploitation et démantèlement des réacteurs : 40%

Les impacts climatiques de la filière nucléaire sont donc en grande partie liés à la gestion des matières (amont du cycle) et à l'exploitation des réacteurs y compris leur démantèlement. La stratégie de retraitement mise en place par la France ne pèse a contrario que 7% des émissions de gaz à effet de serre de la filière.

Les matières et les déchets radioactifs produits par le parc électronucléaire doivent être gérés de façon durable, dans le respect de la protection de la santé des personnes, de la sécurité et de l'environnement, conformément aux dispositions du code de l'environnement. A cette fin, la mise en sécurité définitive des déchets radioactifs doit être recherchée et mise en œuvre afin de prévenir ou de limiter les charges qui seront supportées par les générations futures.

Révisé tous les trois ans, le plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs (PNGMDR) constitue un outil privilégié pour mettre en œuvre ces principes dans la durée, selon le cadre fixé par la loi de programme du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et des déchets radioactifs. Il vise principalement à dresser un bilan régulier de la politique de gestion de ces substances radioactives, à évaluer les besoins nouveaux et à déterminer les objectifs à atteindre à l'avenir, notamment en termes d'études et de recherches.

Un des forts enjeux environnementaux qui sera abordé dans la cinquième édition du PNGMDR est la question des déchets de très faible activité (TFA) qui constitueront la très grande majorité du volume de déchets issus du futur démantèlement des réacteurs du parc existant (5 fois plus qu'aujourd'hui selon les estimations de l'Andra⁶² dans l'Inventaire national des matières et des déchets radioactifs), et ce, quel que soit le scénario de gestion envisagé, notamment en termes d'emprise au sol ou de valorisation.

La gestion post-exploitation des sites électronucléaires à l'arrêt devra également faire l'objet d'une attention particulière.

Objectifs et mesures

En dehors de l'évolution du parc nucléaire pour atteindre 50 % de nucléaire dans la production électrique et du lancement d'un éventuel programme de nouveau nucléaire (cf. 4.5. Le mix électricité), les objectifs de développement autour de la filière nucléaire sont développés ci-dessous.

Le maintien des emplois et des compétences de la filière nucléaire dans un contexte de transition énergétique

Confrontée à d'importantes difficultés ces dernières années, la filière nucléaire a fait l'objet d'une réorganisation profonde, notamment au niveau de la restructuration du groupe Areva (avec la création d'Orano et la cession du contrôle majoritaire de Framatome à EDF) pour lui permettre de faire face aux défis à venir.

Sur le long-terme, la construction du nouveau modèle énergétique dans lequel le Gouvernement s'est engagé impliquera une évolution de l'emploi et des compétences dans le secteur nucléaire ainsi qu'une transition des territoires qu'il faut préparer. Il existe ainsi un enjeu fort d'accompagnement de cette transition, qui devra être portée par des outils appropriés : les contrats de transition écologique et le plan

⁶² Données issues de l'Inventaire national des matières et des déchets radioactifs 2018



de programmation de l'emploi et des compétences devront ainsi apporter de la visibilité aux acteurs de la filière pour qu'ils soient parties prenantes de cette transformation.

Cette transition sera également à l'origine d'enjeux importants en matière de maintien d'un haut niveau de compétences sur l'ensemble des activités de la filière, du cycle du combustible au démantèlement en passant par la maintenance des réacteurs et en intégrant les enjeux liés à la recherche et à l'innovation comme le souligne la Stratégie nationale de la recherche énergétique (SNRE) adoptée en décembre 2016. Dans le cadre du Comité stratégique de la filière nucléaire (CSFN) en cours de structuration, le Gouvernement veillera ainsi à ce que la filière continue à investir sur les sujets les plus structurants pour son modèle économique et sa compétitivité : sûreté, prolongation de la durée de vie des installations existantes et maîtrise de la gestion des déchets radioactifs.

Deux sujets seront plus particulièrement à développer sur la période de la PPE.

En premier lieu, un travail important reste à faire pour développer une filière nucléaire du démantèlement avec les chantiers en cours (installations expérimentales du CEA entre autres) et à venir (réacteurs du parc ancien et existant d'EDF). Dès 2013, le CSFN recommandait de « renforcer la filière française du démantèlement, pour répondre aux importants besoins à venir dans tous les pays concernés ». Dans le cadre de l'arrêt prévu de la centrale de Fessenheim et du démantèlement du réacteur Chooz A, la région Grand Est pourrait ainsi bénéficier de l'expertise des pôles de compétitivité comme Nuclear Valley et de la synergie entre la région et les acteurs industriels des régions Auvergne-Rhône-Alpes et Bourgogne-Franche Comté où Nuclear Valley est implanté. Les grands exploitants, EDF et CEA en tête, se sont également engagés dans le développement d'une telle filière, soit par la création d'une ingénierie dédiée au démantèlement, soit par le transfert technologique au niveau de plateformes locales.

En second lieu, des travaux sur le développement de SMRs (Small Modular Reactor), qui constituent une nouvelle gamme innovante de réacteurs nucléaires, pourraient être menés. Ces réacteurs sont caractérisés par leur faible puissance (autorisant une conception simplifiée par rapport à des réacteurs de grande puissance) et leur construction modulaire standardisée en usine, pouvant les rendre compétitifs économiquement malgré la perte de gains d'échelle. Leur petite taille leur confère intrinsèquement la possibilité de recourir à des dispositifs de sûreté passifs, limitant les risques d'accident. Leur production électrique, plus flexible que des réacteurs de grande puissance, permettrait une meilleure insertion dans un système électrique marqué par l'intermittence des énergies renouvelables. Des études sont actuellement en cours sur les perspectives de marché et la compétitivité du concept développé par le consortium français rassemblant EDF, TechnicAtome, Naval Group et le CEA.

Mesures

- Soutenir le développement d'une filière du démantèlement, tant au niveau local qu'au niveau national.
- Sous réserve de résultats concluants sur les études technico-économiques et de marché sur les SMR qui seront rendus par la filière en 2019, engager la réalisation d'études jalonnées d'avant-projet d'ici la prochaine révision de la PPE, permettant de mieux évaluer le potentiel de ces technologies et de développer les compétences.

La transformation des activités du cycle du combustible en fonction de l'évolution du parc nucléaire

La stratégie actuellement mise en œuvre en France est le mono-recyclage et s'inscrit dans une perspective de fermeture complète du cycle du combustible avec à long terme la mise en œuvre du multi-recyclage des combustibles usés dans des réacteurs à neutrons rapides (RNR). La France est aujourd'hui un des seuls pays dans le monde à maîtriser l'intégralité des technologies nécessaires au traitement-recyclage des combustibles usés autour des usines de la Hague dans la Manche et de Melox dans le Gard. Ces usines font travailler environ 10 000 salariés.



Le « mono-recyclage » permet une économie d'uranium naturel de 20 à 25 % (MOx et URE) par une valorisation des matières radioactives (uranium et plutonium), une diminution par 4 du nombre de combustibles usés à entreposer et un meilleur confinement des déchets ultimes. Il présente donc des intérêts pour le système énergétique et constitue en outre une filière économique sur laquelle la France dispose d'une compétence particulière. Pour ces raisons, la politique de traitement-recyclage du combustible usé doit être maintenue.

La France doit poursuivre l'étude des options technologiques qui pourraient assurer la fermeture complète du cycle sur le long terme.

Jusqu'à présent, les efforts de recherche s'étaient focalisés sur le déploiement de la filière des réacteurs à neutrons rapides de génération IV refroidis au sodium (RNR). Dans le cadre de la loi sur la gestion des matières et des déchets radioactifs de 2006, des études de conception d'un démonstrateur technologique de RNR, nommé ASTRID, avaient été lancées en 2010. Les études se poursuivent actuellement avec une phase de conception détaillée sur la période 2016-2019.

Pour autant, dans la mesure où les ressources en uranium naturel sont abondantes et disponibles à bas prix, au moins jusqu'à la deuxième moitié du 21^{ème} siècle, le besoin d'un démonstrateur et le déploiement de RNR ne sont pas utiles avant cet horizon.

En revanche, et à un horizon plus court, le multi-recyclage dans les réacteurs à eau sous pression (REP) pourrait permettre de stabiliser les stocks de plutonium ainsi que les stocks de combustibles usés contrairement au mono-recyclage. La faisabilité de ce type de solution doit donc être explorée.

Les solutions de multi-recyclage du plutonium en REP nécessitent la mise au point d'un nouveau type de combustible (« MOX 2 »). L'emploi de ce type de combustible est conditionné à un programme approfondi de recherche et développement et à des études d'ingénierie. De plus, une stratégie de multi-recyclage en REP nécessiterait le développement de nouvelles infrastructures du cycle (adaptation des installations de la Hague, et de Melox).

Un plan de développement chiffré du multi-recyclage, réacteurs et cycle, devra donc être établi par les producteurs, de façon détaillée sur les cinq prochaines années, jusqu'au déploiement industriel. Il se basera sur un programme de R&D qui permettra d'étudier l'intérêt de diverses solutions en matière de sûreté en réacteur, d'évolution éventuelle des conditions d'exploitation, de fabrication en usine, de logistique de transports, etc. L'introduction d'un assemblage test de combustible en réacteur à l'horizon 2025-2028 devra être poursuivie, en vue d'un déploiement industriel potentiel vers 2040.

Enfin, la perspective de fermeture du cycle sur le long terme se traduira par une réorientation des efforts de R&D autour d'un programme visant à renforcer et à maintenir les compétences sur la connaissance de la physique des RNR et des procédés du cycle associé. Ce programme s'appuiera sur le développement de capacités de simulation numérique et un programme expérimental ciblé. Le contenu de ce programme de recherche et développement devra être défini d'ici mi-2019 de façon détaillée et chiffrée. Par ailleurs, une stratégie internationale en vue de capitaliser sur les projets menés sur des réacteurs de Génération IV dans le monde devra être bâtie.

Mesures :

- Définir et soutenir un programme de R&D concourant à la fermeture à terme du cycle du combustible nucléaire et mené par les acteurs de la filière. Ce programme reposera à moyen terme sur le multi-recyclage des combustibles dans les réacteurs à eau sous pression, en maintenant la perspective d'un éventuel déploiement industriel d'un parc de réacteurs à neutrons rapides à l'horizon de la 2^{ème} moitié du 21^{ème} siècle rapides.



La gestion des déchets radioactifs au regard des orientations en matière de cycle du combustible et de durée de fonctionnement des réacteurs du parc actuel

Concernant la gestion des déchets radioactifs, des filières de gestion à long terme sont d'ores et déjà établies pour les déchets TFA (très faible activité) et FMA-VC (faible et moyenne activité à vie courte) qui représentent la très grande majorité des volumes de déchets radioactifs. La mise en œuvre de solutions de gestion à long terme doit se poursuivre pour les déchets FA-VL (faible activité à vie longue) et HA-MAVL (haute et moyenne activité à vie longue) qui, dans l'attente, font l'objet d'une gestion par entreposage.

Aujourd'hui, les inventaires prospectifs de déchets, et notamment ceux sur lesquels reposent la conception du centre de stockage géologique profond des déchets HA-MAVL, ne prennent en compte que les déchets du parc actuel, avec une hypothèse de durée de vie des réacteurs à 50 ans. Ils font l'hypothèse d'un retraitement complet des combustibles usés produit par ce parc. Des études spécifiques, dites études d'adaptabilité de Cigéo, visent cependant à vérifier que le stockage souterrain pourra également, modulo des aménagements accessibles qui pourront être engagés le moment venu, accueillir le cas échéant des combustibles usés.

Mise à part l'hypothèse de retraitement des combustibles usés, les inventaires de production de déchets, tant en matière de production de déchets TFA dans le cadre du démantèlement des installations nucléaires ou de production de déchets HA-MAVL dans le cadre de l'exploitation des centrales, varient assez peu selon les chroniques de fermeture précise des réacteurs.

En revanche, selon la décision qui sera prise ultérieurement en matière de construction de nouveaux réacteurs nucléaires, la question d'une extension ou de nouvelles capacités de stockage géologique pour accueillir les déchets générés par le nouveau parc se posera.

Mesure : Au regard des orientations retenues à ce stade dans le cadre de la PPE en matière d'évolution du parc nucléaire et de stratégie de fermeture du cycle, s'assurer que les hypothèses retenues en matière d'inventaire dans le cadre de la politique de gestion des déchets nucléaires s'avèrent robustes et constituent une base satisfaisante pour la préparation du prochain plan national de gestion des matières et déchets radioactifs.

3.5.9. Le parc thermique

Le parc thermique est composé de près de 1200 installations de taille très variable (de quelques centaines de kW pour les plus petites à plusieurs centaines de MW pour les plus grosses) d'une capacité totale de production de 18,9 GW. En 2017, ces installations ont produit 54,4 TWh soit 10,3 % de la production totale d'électricité.

Dans le mix électrique français, les centrales thermiques à flamme ont pour rôle principal l'ajustement de la production à la demande, par un fonctionnement en semi-base ou en pointe complémentaire du nucléaire et des énergies renouvelables. Le domaine de pertinence des différents moyens types de production et leur contribution au mix électrique dépendent de leurs caractéristiques techniques et économiques : base ou semi-base pour les cogénérations au gaz naturel, semi-base pour les centrales à charbon et les cycles combinés gaz (CCG), pointe pour les centrales au fioul ou les turbines à combustion (gaz ou fioul). Cela correspond à une durée de fonctionnement entre 3 000 et 5 000 h/an par tranche.

Les centrales thermiques se caractérisaient par des coûts d'investissement faibles au regard de la puissance installée, et des coûts d'exploitation élevés liés notamment au coût de combustible significatif qui sont détaillés ci-dessous par filière. En termes de coût complet de production (LCOE, qui intègre donc à la fois l'investissement mais également les coûts variables), le coût de production d'une centrale thermique dépend fortement du prix du combustible mais également du prix du CO₂ applicable. Il aura donc tendance à augmenter dans le temps.



Le mécanisme de capacité⁶³ permet désormais de valoriser la contribution des centrales thermiques à la sécurité d'approvisionnement des capacités de production et d'effacement qui sont nécessaires au passage de la pointe électrique en hiver. Ce mécanisme contribuera à moyen terme à atteindre le bon niveau de capacité de production et d'effacement et devrait permettre d'améliorer les signaux d'investissement.

Les enjeux environnementaux et réglementaires

La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte a pour objectif de réduire les consommations d'énergie fossile de 30 % en 2030 par rapport à 2012. Dans cette orientation, elle a introduit la possibilité de restreindre le nombre annuel d'heures de fonctionnement d'une installation thermique de production d'électricité mise en service après le 28 octobre 2016. Un décret⁶⁴ a traduit cette disposition en fixant une valeur limite d'émission de gaz à effet de serre à 2,2 ktCO₂eq par an et par mégawatt de puissance installée. Pour les installations de cogénération, les émissions considérées sont celles correspondant à la seule production d'électricité.

Les impacts environnementaux du parc thermique à combustible fossile sont encadrés par des normes environnementales. En particulier, la directive de 2010 sur les émissions industrielles, dite directive IED, qui reprend et renforce les exigences de la précédente directive sur les grandes installations de combustion et fixe les nouvelles contraintes applicables depuis le 1^{er} janvier 2016 pour les installations de production d'électricité. Elle durcit les limites d'émissions pour les oxydes d'azote (NO_x), le dioxyde de soufre (SO₂) et les poussières.

La directive IED prévoit des dispositions dérogatoires : les installations qui ne se conformeraient pas aux nouvelles valeurs limites d'émission pourront fonctionner pendant au plus 17 500 heures entre le 1^{er} janvier 2016 et le 31 décembre 2023. Dans ce cas, les émissions devront être inférieures aux valeurs limites du cas général (non dérogatoire) de la « Directive GIC » en vigueur depuis 2008 pour les groupes existants.

La PPE adoptée en 2016 a eu pour objectif d'accroître les capacités d'effacement pour assurer la pointe électrique afin de réduire la production d'électricité à partir de combustibles fossiles.

Le parc thermique à charbon

Le parc des centrales à charbon de forte puissance est composé de quatre centrales, exploitées par EDF et UNIPER, pour une puissance installée totale de près de 3 GW. En 2017, la production des centrales à charbon a représenté 9,7 TWh de production soit moins de 2% de la production électrique nationale, mais 35% des émissions de GES du secteur de la production électrique.

	Exploitant	Département	Puissance
Le Havre (tranche 4)	EDF	Seine-Maritime	580 MW
Cordemais (tranches 4&5)	EDF	Loire-Atlantique	1160 MW (2x580)
Emile Huchet 6, à Saint-Avold	UNIPER	Lorraine	595 MW
Provence 5, à Gardanne	UNIPER	Bouches-du-Rhône	595 MW

Tableau 30 : Installations de production d'électricité à base de charbon

On dénombre aujourd'hui un peu plus 670 emplois directs et 740 indirects répartis sur les quatre centrales à charbon⁶⁵.

63. Voir Chapitre 4. Sécurité d'approvisionnement, système et réseaux

64. Article D. 311-7-1 du code de l'énergie

65 Source : EDF, UNIPER, INSEE



Les émissions atmosphériques des centrales à charbon, de polluants comme de gaz à effet de serre, constituent leur principal inconvénient en l'absence de solution de captage et stockage du CO₂ démontrée et compétitive sur le plan économique. La base carbone de l'ADEME révèle un facteur d'émissions de 1050 kgCO₂/MWh, soit près de trois fois supérieur à celui des installations fonctionnant au gaz. Les dispositions de la directive IED a déjà conduit à l'arrêt de 15 centrales au charbon parmi les plus polluantes depuis 2013, pour un total de 4 GW, et ont contribué à la forte réduction des émissions de CO₂ du secteur de la production d'électricité.

Une centrale au charbon fonctionne avec un OPEX de 35-40€/MWh. Le rendement d'une centrale charbon est d'environ 35 %.

Conformément au Plan climat, l'objectif PPE concernant les centrales à charbon est d'arrêter les dernières centrales électriques fonctionnant exclusivement au charbon d'ici 2022 ou d'accompagner leur évolution vers des solutions moins carbonées.

Toutefois, si la conversion des centrales à charbon existantes à de la biomasse ou à des déchets peut techniquement être envisagée et pourrait présenter un potentiel intéressant pour les déchets de bois compte tenu de la saturation actuelle du marché du recyclage du bois, elle ne pourrait porter que sur des capacités très limitées du parc, en priorisant le recours à des déchets de bois non recyclables, notamment souillés ou malades. Elle devrait par ailleurs prendre en compte les exigences en matière d'efficacité énergétique qui limiteront dès 2021-2022 le bénéfice de tout dispositif de soutien aux seules cogénérations à haut rendement pour les installations électrogènes en co-combustion ou alimentées en biomasse.

La fermeture à l'horizon 2022 de ces centrales nécessite un accompagnement des personnels et des territoires. Le gouvernement sera vigilant à la mise en place des mesures d'accompagnement de formation professionnelle des salariés concernés ainsi que d'emplois et de reconversion des sites vers des activités nécessaires au maintien de la dynamique territoriale, notamment à travers la conclusion de contrats de transition écologique avec les territoires concernés.

Mesures

- Arrêter les dernières centrales électriques fonctionnant exclusivement au charbon d'ici 2022. Conformément aux orientations sur la valorisation prioritaire de la biomasse sous forme de chaleur, l'Etat n'accordera pas de soutien financier pour les projets de production d'électricité à partir de biomasse ;
- Accompagner les salariés et les territoires impactés par ces fermetures.

Le parc thermique au fioul

En 2017, ces centrales fioul ont produit 3,8 TWh d'électricité. Le parc thermique au fioul représente à fin 2017, 4,1 GW de capacité installée. L'application des directives GIC et IED encadrant les valeurs d'émissions des centrales thermiques et promouvant l'utilisation des meilleures techniques disponibles a conduit à l'arrêt de plusieurs GW de centrales fioul sur les 10 dernières années. Au cours du 1^{er} trimestre 2018, 3 GW de centrales fioul supplémentaires ont été arrêtés, correspondant à la fermeture des quatre groupes de Porcheville et d'un groupe de Cordemais, exploités par EDF. Il reste 1,1 GW de capacité installée, composés exclusivement de turbines à combustion.

Le principal inconvénient des centrales fioul est leurs émissions atmosphériques et de gaz à effet de serre. La base carbone de l'ADEME indique des facteurs d'émissions allant de 778 gCO₂/GWh pour une cogénération fioul à 0,777 tCO₂/MWh pour une turbine à combustion au fioul.

Le rendement d'une centrale fioul est d'environ 35 %.

Mesure : interdire l'ouverture de nouvelles centrales au fioul ou Turbine à Combustion au fioul (TAC).



Les Cycles Combinés Gaz / Les cogénérations gaz naturel

Fin 2017, la capacité installée de cycles combinés au gaz (CCG) et de cogénération gaz est de 11,9GW. En 2017 elles ont produit 40,9TWh, soit 7,7 % de la production d'électricité. Le parc est constitué de :

- 6,2 GW de centrales à cycle combiné gaz. Une installation supplémentaire est actuellement en projet (Compagnie électrique de Bretagne à Landivisiau) ;
- 4,7GW de capacité électrique de cogénération, réparties dans près de 900 installations⁶⁶;
- 1GW de turbines à combustion.

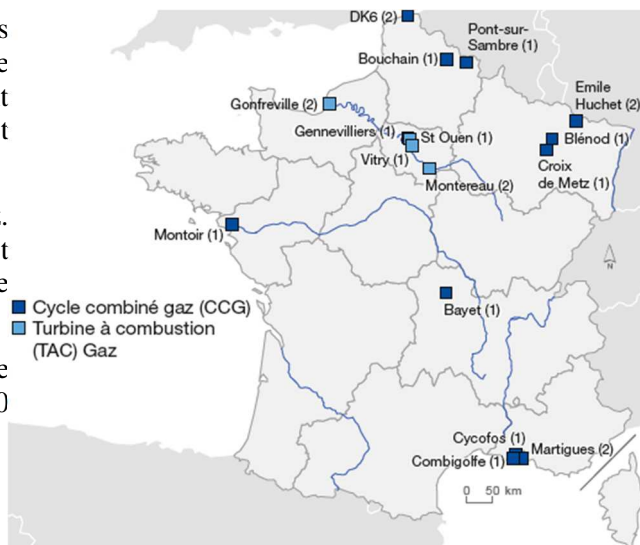


Figure 54 : A gauche, centrales à gaz, situation au 31 décembre 2016 (Source RTE)

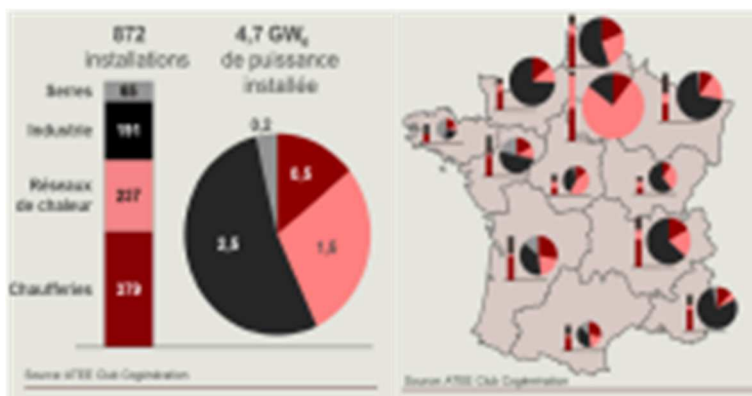


Figure 55 : Taille du parc cogénération par type d'installation et sa répartition géographique – source ATEE Club Cogénération

Les centrales à cycle combiné gaz (CCG), qui constituent l'essentiel du parc de production thermique à gaz, combinent une turbine à combustion utilisant le gaz et une turbine utilisant la vapeur produite grâce à la chaleur dégagée par la combustion du gaz. La combinaison de ces deux turbines permet d'atteindre des rendements de l'ordre de 60%. Ce rendement amélioré permet de réduire les émissions atmosphériques de CO₂, de NO_x et de SO₂ par rapport aux centrales au gaz « classiques » (turbines à combustion seules).

Le rendement global des Cogénérations Gaz Naturel est supérieur à 75-80%. En d'autres termes, le rendement d'une telle installation est plus efficace énergétiquement qu'un chauffage au gaz classique et qu'un générateur électrique au gaz de même puissance que l'installation. Les installations de cogénération produisent de l'électricité lorsque les besoins de chaleurs sont présents, la plupart du temps en hiver. La cogénération permet donc d'apporter une production électrique complémentaire saisonnière. Suite à la PPE adoptée en 2016, un arrêté tarifaire a été adopté pour les petites installations de cogénération gaz naturel.

66. Ces moyens sont traités dans la partie 3.1.11. Les cogénérations au gaz naturel



Les coûts actuels et prévisibles

Concernant les centrales à Cycles Combiné Gaz, leur coût complet de production est compris entre 45 et 70 €/MWh. Pour une nouvelle unité destinée à assurer uniquement la pointe, le coût complet de production est compris entre 120 et 175 €/MWh. Ces fourchettes sont toutefois à prendre avec précaution dans la mesure où l'évolution du prix du gaz et du prix du CO₂ a un impact significatif sur ces valeurs. Aujourd'hui, le coût variable d'une centrale à cycle combiné gaz est compris entre 45 et 55€/MWh.

Les coûts d'investissement des CCG pour les nouvelles centrales à cycle combiné gaz sont de l'ordre de 900 k€/MW installé. Pour les turbines à combustion simple, les coûts d'investissement seraient plutôt de l'ordre de 500 à 600 k€/MW installé.

Concernant les Cogénérations Gaz Naturel, les coûts de la production électrique avoisinent les 100€/MWh. Les coûts d'investissement sont de l'ordre de 1M€/MWe, qui peuvent être très variables en fonction de la nature de l'installation, ne sont pas amenés à varier. Les coûts de production dépendent fortement du prix du gaz et du CO₂.

Les enjeux environnementaux et réglementaires

Les centrales à gaz émettent également des polluants atmosphériques et des gaz à effet de serre et leur développement n'est pas compatible avec les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre fixés par la PPE. La base carbone de l'ADEME retient les valeurs d'émissions suivantes :

- 778 gCO₂/kWh pour les turbines à combustion ;
- 443 gCO₂/kWh pour les Cycles Combinés Gaz et cogénérations gaz.

Objectifs PPE et mesures pour les atteindre

Un soutien public fort aux nouvelles installations de cogénération fonctionnant au gaz naturel n'apparaît désormais pas justifié au regard des ambitions climatiques de la France. Aucun objectif quantitatif de développement de nouvelles capacités n'est donc fixé pour cette filière.

Mesures :

- Ne plus autoriser de nouveau projet de centrale de production exclusive d'électricité à partir d'énergie fossile ;
- Supprimer les dispositifs de soutien pour les nouvelles installations de cogénération gaz.



Les mix énergétiques cibles



4. Les mix énergétiques cibles

4.1. Le mix énergétique

L'ensemble des mesures de la PPE devraient modifier le mix énergétique français. Les tableaux ci-dessous présentent les mix qui devraient en résulter aux horizons 2023 et 2028 en énergie finale et répartis par secteurs selon les besoins.

	Energie finale consommée en 2023 (TWh)		Energie finale consommée en 2028 (TWh)	
	Totale	Dont renouvelable	Totale	Dont renouvelable
Charbon	2	0	0	0
Pétrole	539	33	434	35
Gaz	320 (PCI) 358 (PCS)	5 (PCI) 6 (PCS)	285 (PCI) 320 (PCS)	13 à 20 (PCI) 14 à 22 (PCS)
Electricité	443	De 157 à 159	438	De 210 à 226
Chaleur (dont biomasse et biogaz)	237	196	261	De 218 à 247
Total	1540	De 390 à 392	1418	De 486 à 540

Tableau 31 : Energie finale consommée en 2023 et 2028 par source (TWh)

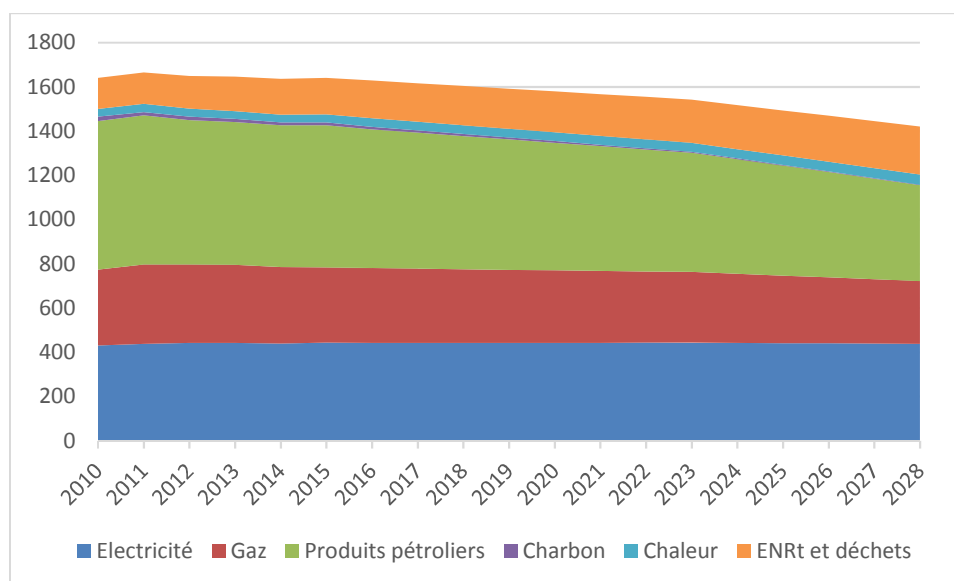


Figure 56 : Evolution du mix énergétique réel (2010-2016) et projeté (2017-2028) par vecteur énergétique



LES MIX ÉNERGÉTIQUES CIBLES

PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE
2019-2023 2024-2028

	Charbon	Produits pétroliers raffinés	Gaz	EnR Thermiques et déchets	Electricité	Chaleur vendue	Total
Industrie	1	19	124	24	116	13	298
Transport	0	412	5	35	21	0	474
Résidentiel	0	56	124	111	150	19	460
Tertiaire	0	19	64	22	148	9	261
Agriculture	0	33	4	2	9	0	48
Consommation finale énergétique	2	539	321	196	443	41	1541

Tableau 32: Energie finale consommée en 2023 par secteurs (TWh)

En 2023, la consommation d'énergie finale devrait être d'environ 1541 TWh soit 6,6 % de moins qu'en 2012. La consommation finale brute d'énergie (intégrant notamment les pertes réseau et la consommation de la branche énergie) devrait être de 1651 TWh. Elle sera assurée par 390 à 392 TWh d'énergie renouvelable, c'est-à-dire que les énergies renouvelables couvriront 24% de la consommation finale.

	Charbon	Produits pétroliers raffinés	Gaz	EnR Thermiques et déchets	Electricité	Chaleur vendue	Total
Industrie	0	13	114	30	115	12	284
Transport	0	349	11	37	32	0	429
Résidentiel	0	33	108	118	143	24	426
Tertiaire	0	11	48	28	140	9	236
Agriculture	0	28	5	3	9	0	46
Consommation finale énergétique	0	434	286	216	438	45	1420

Tableau 33 : Energie finale consommée en 2028 par secteurs (TWh)

En 2028, la consommation finale énergétique devrait être de 1420TWh soit 13,9 % de moins qu'en 2012. La consommation finale brute d'énergie (intégrant notamment les pertes réseau et la consommation de la branche énergie) devrait être de 1527 TWh. Elle sera assurée entre 486 et 540 TWh par des énergies renouvelables, c'est-à-dire que les énergies renouvelables couvriront entre 32 et 35% de la consommation finale brute d'énergie

L'objectif fixé par la LTECV est qu'en 2030, 32 % de la consommation d'énergie finale soit assurée par des énergies renouvelables.



4.2. Le mix chaleur

Le tableau ci-dessous présente les sources d'énergies qui assureront le besoin de chaleur aux horizons de la PPE quand les mesures prévues dans la présente PPE seront adoptées, et notamment la trajectoire du fonds chaleur présentée dans la partie 6.

		2023	2028 Scénario A	2028 Scénario B
Fossiles (fioul, charbon, gaz naturel)		390	314	290
Electricité		99	95	88
Biogaz (dont biogaz injecté)		7	12	18
Bois		145	157	169
Chaleur renouvelable hors biomasse	PAC (aérothermiques et géothermiques)	39	44	54
	Géothermie	3	4	5
	Solaire thermique	2	2	3
Énergies de récupération		4,4	7,6	9,9
Total production de chaleur		690	635	635

Tableau 34 : Mix chaleur que la PPE permettra d'atteindre en 2023 et 2028

En 2023, la PPE devrait permettre d'assurer les besoins de chaleur avec 196 TWh de chaleur d'origine renouvelable, soit 28 % de la consommation finale de chaleur.

En 2028, la PPE devrait permettre d'assurer les besoins de chaleur avec entre 218 et 247 TWh de chaleur d'origine renouvelable, soit entre 34,3% et 38,9 % de la consommation finale de chaleur. L'objectif fixé par la LTECV est qu'en 2030, 38 % de la consommation finale de chaleur soit assurée par des énergies renouvelables.

Cette évolution est réalisée grâce à un rythme moyen d'accroissement du taux de renouvelables et de récupération entre 1,2% et 1,8% par an entre 2020 et 2030 quand la directive sur les énergies renouvelables demande un accroissement minimal de 1,3 % par an à compter de 2020.

A noter que si x % de biogaz est injecté dans le réseau, x % du gaz consommé pour produire de la chaleur via le réseau est considéré comme renouvelable.

A noter que l'électricité d'origine renouvelable n'est pas comptabilisée ici car la méthodologie européenne considère que dans la mesure où l'électricité renouvelable a des objectifs propres elle ne doit pas être comptabilisée deux fois. Seuls les objectifs non tracés par un suivi de vecteur énergétique sont suivis ici. Le tableau ci-dessous reprend la décomposition de l'origine du biogaz.



LES MIX ÉNERGÉTIQUES CIBLES

PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE
2019-2023 2024-2028

	2023	2028 Scénario A	2028 Scénario B
Chaleur produite par biométhane injecté	3,9	8,3	12,1
Chaleur produite par cogénération	2,6	3	5,3
Chaleur directe ou réseau chaleur	0,8	0,8	0,8

Tableau 35: Origine du biogaz en 2023 et 2028 (TWh)

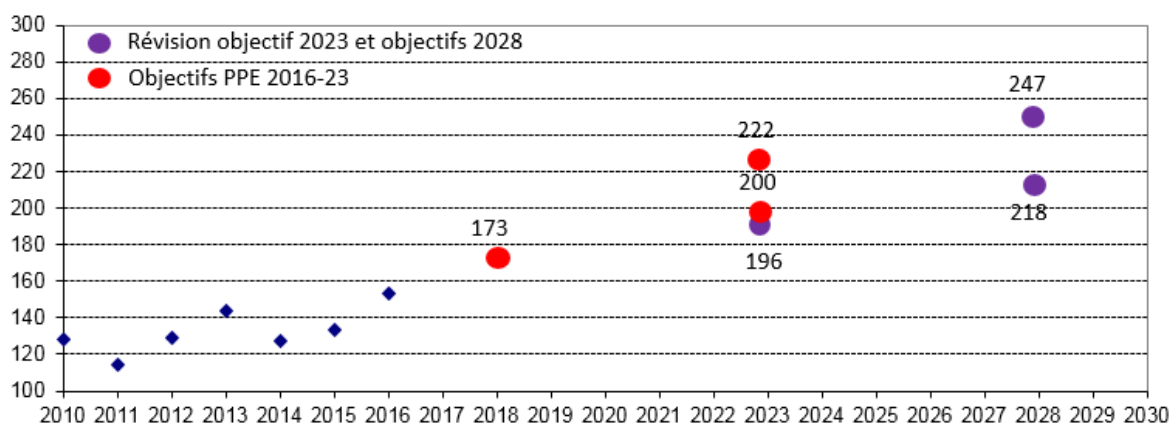


Figure 57 : Consommation finale de chaleur d'origine renouvelable

4.3. Le mix carburants liquides

Le tableau ci-dessous présente les sources d'énergies qui assureront le besoin en carburants liquides aux horizons de la PPE quand les mesures prévues dans la présente PPE seront adoptées.

		2023	2028
Essence	Fossile	83	79
	Renouvelable 1G	6	6
	Renouvelable 2G	2	3
Diesel	Fossile	290	234
	Renouvelable 1G	22	18
	Renouvelable 2G	3	8
TOTAL		406	348

Tableau 36 : Mix carburants liquides que la PPE permettra d'atteindre en 2023 et 2028 (TWh)

En 2023, la PPE devrait permettre d'assurer les besoins en carburants liquides avec 33TWh de carburants d'origine renouvelable, soit 9 % de la consommation finale de carburants.

En 2028, la PPE devrait permettre d'assurer les besoins en carburants liquides avec 35TWh de carburants d'origine renouvelable, soit 11 % de la consommation finale de carburants.



L'objectif fixé par la LTECV est qu'en 2030, 15 % de la consommation finale de carburants soit assurée par des énergies renouvelables.

4.4. Le mix gaz

La consommation de gaz est marquée par une forte saisonnalité : le différentiel de consommation gazière entre la pointe hivernale et le creux estival est de l'ordre de facteur 10. En France, la pointe de gaz est liée, d'une part à l'usage direct pour la chaleur (environ 100GW) et, d'autre part, à moindre mesure, à la consommation de gaz pour la production d'électricité (inférieure à 10GW).

En 2016 (année de référence du graphique), la variabilité saisonnière de la consommation de gaz est supérieure au différentiel entre la pointe électrique et le minimum de consommation électrique :

- Entre 450 et 3700 GWh/jour pour la consommation de gaz ;
- Entre 32 et 92 GW pour la pointe en électricité.

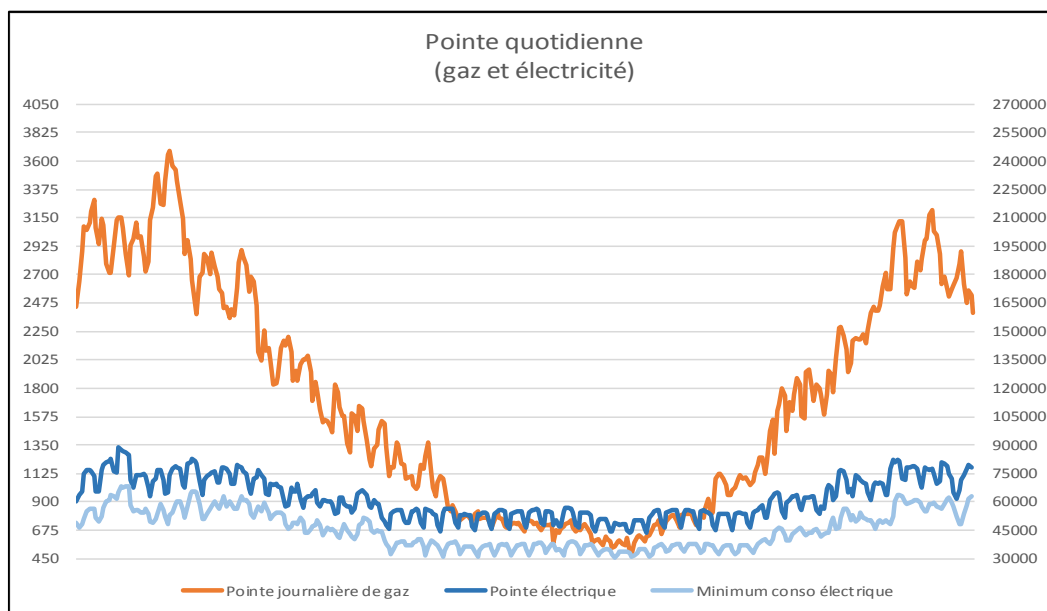


Figure 58 : Pointe quotidienne (gaz en GWh/jour à gauche et électricité en MW à droite)

Les objectifs de réduction d'énergie fossile invitent à revoir l'utilisation du gaz naturel en la concentrant vers les secteurs où son usage est indispensable et réduisant la pointe de demande en gaz.

Si le gaz présente certains avantages notamment en termes de stockage et de modulation du volume dans les réseaux, il est entièrement importé et nécessite donc des investissements importants dans les réseaux. La consommation de gaz étant thermosensible, une baisse significative de l'usage du gaz pour la chaleur est donc nécessaire pour parvenir à l'objectif de baisse de la pointe de consommation en gaz. À l'avenir, il semble nécessaire d'accélérer le rythme des rénovations des bâtiments afin de diminuer la part thermosensible de la consommation, d'une part et de privilégier les réseaux de chaleur biomasse, d'autre part.



LES MIX ÉNERGÉTIQUES CIBLES

PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE
2019-2023 2024-2028

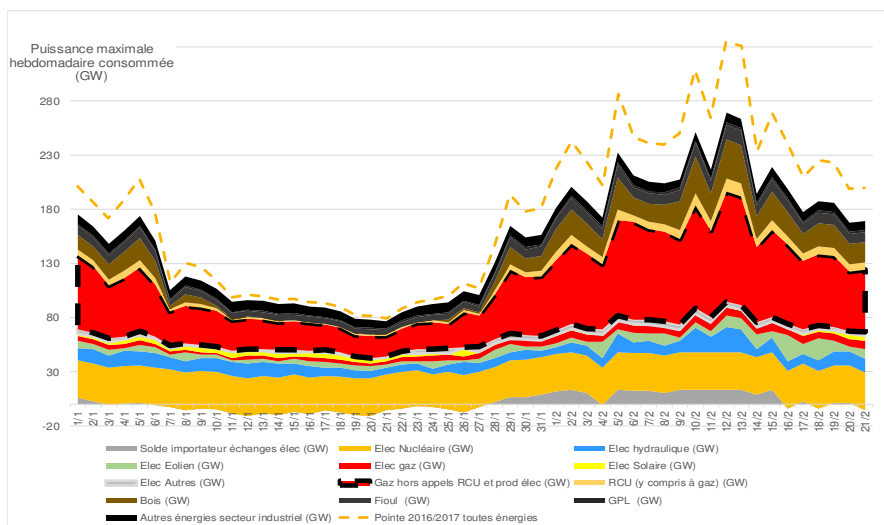


Figure 59 : Courbe d'appel de puissance toutes énergies en 2028

Le tableau ci-dessous présente les sources d'énergies qui assureront le besoin en gaz aux horizons de la PPE quand les mesures prévues dans la présente PPE seront adoptées.

	2023	2028 Scénario A	2028 Scénario B
Gaz naturel	315 (PCI) 352 (PCS)	272 (PCI) 306 (PCS)	265 (PCI) 298 (PCS)
Biogaz (Biométhane injecté)	5 (PCI) 6 (PCS)	13 (PCI) 14 (PCS)	20 (PCI) 22 (PCS)
Biogaz (autres)	7 (PCS) 8 (PCS)	9 (PCI) 10 (PCS)	9 (PCI) 10 (PCS)

Tableau 37 : Mix gaz que la PPE permettra d'atteindre en 2023 et 2028 (TWh)

En 2023, la PPE devrait permettre d'assurer les besoins en gaz avec 14 TWh de gaz d'origine renouvelable, soit 3% de la consommation de gaz.

En 2028, la PPE devrait permettre d'assurer les besoins en gaz avec entre 24 et 32TWh de gaz d'origine renouvelable, soit entre 6 et 8 % de la consommation de gaz.

L'objectif fixé par la LTECV est qu'en 2030, 10 % de la consommation de gaz soit assurée par des énergies renouvelables.

4.5. Le mix électricité

Le tableau ci-dessous présente les moyens de production d'électricité aux horizons de la PPE quand les mesures prévues dans la présente PPE seront adoptées.



LES MIX ÉNERGÉTIQUES CIBLES

PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE
2019-2023 2024-2028

		2023	2028 Scénario A	2028 Scénario B
Nucléaire		393	382	371
Fossile	Charbon	0	0	0
	Fioul	34	32	32
	Gaz			
Renouvelable	Hydraulique	62	62	62
	Eolien terrestre	53-55	79	83
	Photovoltaïque	24-25	43	53
	Bioénergies	9	9	10
	Eolien en mer et énergies marines renouvelables	9	17	17

Tableau 38 : Mix électrique que la PPE permettra d'atteindre en 2023 et 2028 (TWh)

En 2023, la PPE devrait conduire une production comprise entre de 157 et 159 TWh d'électricité d'origine renouvelable, 34 TWh d'électricité d'origine thermique et 393 TWh d'origine nucléaire, soit 27% de la production d'électricité d'origine renouvelable et 67 % de la production d'électricité d'origine nucléaire.

En 2028, la PPE devrait conduire une production comprise entre 210 et 226 TWh d'électricité d'origine renouvelable, 32 TWh d'électricité d'origine thermique et entre 382 et 371 TWh d'origine nucléaire, soit entre 33 et 36% de la production d'électricité d'origine renouvelable et entre 59 et 61 % de la production d'électricité d'origine nucléaire.

Evolution du parc nucléaire au regard de l'atteinte des 50 % de nucléaire dans la production électrique

L'objectif de diversification du mix électrique

La centrale nucléaire de Fessenheim devrait être arrêtée à l'horizon du printemps 2020, en application du plafonnement de la puissance électronucléaire installée, instauré par la loi de transition énergétique, et pour permettre la mise en service de l'EPR de Flamanville.

EDF a d'ores-et-déjà indiqué que les deux réacteurs de la centrale ne seraient dans tous les cas pas exploités au-delà de leurs échéances de 4^{ème} réexamen périodique de sûreté de 2020 et 2022. Si le démarrage du réacteur EPR de Flamanville intervient conformément au calendrier affiché par EDF à ce jour, l'arrêt des deux réacteurs de Fessenheim aurait lieu après l'hiver 2019-2020, et il serait possible de programmer la fin de la production d'électricité à partir de charbon durant le quinquennat. Si la mise en service de l'EPR prenait du retard, les deux réacteurs de Fessenheim seront dans tous les cas arrêtés au printemps 2020, mais le calendrier de l'arrêt des tranches au charbon devrait être revu, afin de respecter le critère de sécurité d'approvisionnement.

Au-delà de cette première étape, le Gouvernement poursuit l'objectif d'une diversification du mix électrique se traduisant par une réduction à 50 % de la part du nucléaire dans la production d'électricité. Cette politique de diversification répond à différents enjeux :



LES MIX ÉNERGÉTIQUES CIBLES

PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE

2019-2023 2024-2028

- Un système électrique plus diversifié, s'il réussit à gérer l'intégration d'un volume accru d'énergies renouvelables peut être plus résilient à un choc externe comme par exemple une baisse de la capacité de production des réacteurs suite à un incident ou à un défaut générique, qui conduirait à l'indisponibilité de plusieurs réacteurs ;
- La très grande majorité du parc électronucléaire a été construite sur une courte période, environ une quinzaine d'années. Définir une durée de fonctionnement similaire pour tous les réacteurs conduirait à déclasser le parc sur une période aussi concentrée (« effet falaise »), ce qui ne serait soutenable ni en termes sociaux, ni pour la sécurité d'approvisionnement électrique. Anticiper l'arrêt de certains réacteurs du parc existant permettra d'étaler les investissements dans de nouveaux moyens de production sans générer trop de surcapacité. De ce point de vue, EDF a confirmé l'intérêt industriel que présente la fermeture d'une partie du parc en amont de sa durée d'exploitation maximale anticipée (60 ans) ;
- Plusieurs filières de production d'électricité d'origine renouvelable ont démontré leur compétitivité et constitueront une part significative du mix électrique de long terme, au moins jusqu'au niveau où un besoin de stockage massif d'électricité apparaîtra, et d'autant plus quand les dispositifs de stockage massif d'électricité deviendront également plus compétitifs ;
- Enfin, une diversification de cette ampleur vers les énergies renouvelables doit être lissée au cours du temps, car les nouvelles capacités renouvelables sont installées de manière diffuse et décentralisée par le biais de petits projets, et de filières nécessitant une montée en puissance progressive.

La LTECV avait fixé l'objectif de limiter la part du nucléaire à 50 % de l'électricité produite en France à l'horizon 2025.

Dans la communication du Conseil des ministres du 7 novembre 2017, le Gouvernement avait pris acte des études menées par RTE dans son bilan prévisionnel 2017 sur l'équilibre offre-demande d'électricité qui montrent que l'échéance de 2025 soulève des difficultés de mise en œuvre au regard de nos engagements en matière climatique. Malgré le développement volontariste des énergies renouvelables que va entreprendre le Gouvernement, et du fait de la faible maturité à court terme des solutions de stockage, la France serait contrainte de construire une vingtaine de nouvelles centrales à gaz dans les sept prochaines années pour assurer la sécurité d'approvisionnement lors des pointes de consommation, conduisant à une augmentation forte et durable des émissions de gaz à effet de serre.

L'objectif de 50 % d'électricité d'origine nucléaire dans la production électrique en 2025 apparaît donc impossible à atteindre, sauf à risquer des ruptures dans l'approvisionnement électrique de la France ou à relancer la construction de centrales thermiques à flamme, qui serait contraire à nos objectifs de lutte contre le changement climatique.

Le Gouvernement fixe donc comme objectif à cette diversification progressive du mix électrique l'atteinte de 50 % d'électricité d'origine nucléaire dans le mix en 2035. Une telle évolution est cohérente avec nos engagements climatiques : elle sera réalisée sans nouveau projet de centrales thermiques à combustibles fossiles, elle ne conduira pas à une augmentation des émissions de gaz à effet de serre de notre production électrique et est compatible avec la mise à l'arrêt de l'ensemble de nos centrales à charbon d'ici à 2022. Elle est également cohérente avec les enjeux de maintien de la stratégie de traitement-recyclage du combustible nucléaire et la pérennité des installations du cycle.

Le Gouvernement a fait le choix d'afficher une programmation claire de l'évolution des capacités nucléaires, y compris au-delà de l'horizon de la PPE (2028), pour ne pas renvoyer à nos successeurs les modalités de mise en œuvre de cette diversification. L'affichage d'une trajectoire lisible et anticipée permettra aux territoires et aux salariés de mieux se préparer, d'engager leur reconversion bien en amont et de structurer la filière de démantèlement. Elle apportera également de la visibilité à l'ensemble des acteurs du système électrique pour leurs investissements.



Au-delà de 2035, l'objectif de diversification du mix électrique demeure, afin de faire perdurer un mix électrique résilient et décarboné sur le long terme, qui s'appuie sur différentes technologies complémentaires.

La trajectoire d'évolution du parc électronucléaire

Pour atteindre cet objectif de 50 % de la production d'électricité d'ici 2035, le Gouvernement fixe les orientations suivantes :

- 1) 14 réacteurs nucléaires seront arrêtés d'ici 2035, dont ceux de la centrale de Fessenheim ;
- 2) Le principe général sera l'arrêt des réacteurs, hors Fessenheim, à l'échéance de leur 5^{ème} visite décennale, soit des arrêts entre 2029 et 2035.

L'arrêt à la 5^{ème} visite décennale est :

- Un scénario cohérent au plan industriel : la 5e visite décennale constitue une date bien définie à laquelle un arrêt long et des investissements sont obligatoires, qui ne seront pas engagés si un arrêt définitif est planifié à cette date.
- Pour répondre à la demande d'électricité, en France comme en Europe, l'investissement dans la prolongation de l'exploitation des réacteurs est moins coûteux que l'investissement dans de nouvelles capacités. Tant que des débouchés existent et qu'il n'y a pas de moyens surcapacitaires dont le coût de production est supérieur au prix de marché à l'exportation, ce scénario est le plus avantageux au plan économique pour les Français.
- Ce scénario permet de faire bénéficier le mix électrique français et européen d'une production de base décarbonée, ce qui permet de diminuer les émissions de CO2 européennes en se substituant à une production électrique plus carbonée.
- Le Gouvernement considère que ces fermetures, sont cohérentes avec la stratégie industrielle d'EDF, qui amortit comptablement les réacteurs de 900 MW sur une durée de 50 ans, et ne donneront donc pas lieu à indemnisation.

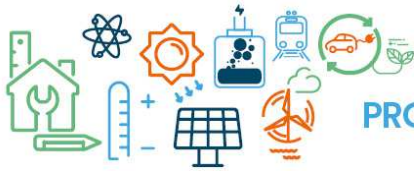
Toutefois, respecter strictement ce principe d'arrêt à la 5e visite décennale conduirait à arrêter en moyenne 2 réacteurs par an entre 2030 et 2035, posant la question de la maîtrise de cette programmation aux plans social, technique, et en termes de capacité politique pour les gouvernements à cette période. En fonction des décisions de nos voisins concernant le développement des énergies renouvelables ou l'arrêt de capacités de production à partir d'énergie fossiles, le système électrique européen pourrait éventuellement se retrouver en surcapacité à l'horizon 2030, justifiant une planification anticipée d'arrêts de réacteurs.

3) Afin de lisser l'arrêt des réacteurs pour en faciliter la mise en œuvre sur le plan social, technique et politique, le Gouvernement demande à EDF de prévoir la fermeture de 2 réacteurs par anticipation des 5^{ème} visites décennales en 2027 et en 2028 au titre de la politique énergétique. Ces réacteurs seront arrêtés sauf si :

- L'ASN demandait d'ici là la fermeture d'autres réacteurs pour raison de sûreté ;
- Leur fermeture conduisait à ne pas respecter les critères de sécurité d'approvisionnement.

4) Le Gouvernement pourrait également demander à EDF l'arrêt de deux réacteurs supplémentaires, en 2025 - 2026, dans l'hypothèse où les conditions suivantes seraient cumulativement réunies, en plus de celles mentionnées ci-dessus :

- Les pays voisins de la France auraient engagé une transition très rapide de leur parc de production d'électricité, notamment par l'arrêt de capacités importantes de production d'électricité à partir de charbon, et auraient développé massivement les énergies renouvelables sans que leur sécurité d'approvisionnement ne repose sur la capacité de production française :



le solde exportateur français serait alors réduit et la fermeture de réacteurs nucléaires permettrait de limiter les surcapacités ;

- Une marge significative en matière de sécurité d'approvisionnement existerait sur les capacités nucléaires, permettant de faire face à une décision éventuelle de l'ASN de suspendre le fonctionnement de plusieurs réacteurs pour une raison de sûreté ;
- Les prix de marché de l'électricité seraient maintenus à un faible niveau du fait de surcapacités de production de base à faible coût variable (énergies renouvelables et nucléaire), dégradant ainsi la rentabilité de la prolongation de tout le parc existant, et permettant d'envisager des réductions de capacité sans que cela ne pèse sur les consommateurs français.

L'analyse de ces conditions fera l'objet d'un rapport remis par la Commission de régulation de l'énergie au Gouvernement avant le 1er décembre 2022, et s'appuyant sur l'expertise de RTE.

- 5) La version définitive de la programmation pluriannuelle de l'énergie identifiera les sites sur lesquels ces fermetures interviendront prioritairement. Pour mettre en œuvre cette trajectoire d'évolution des capacités nucléaires installées, le Gouvernement a demandé à EDF de lui transmettre une liste de sites, définie de manière à minimiser l'impact économique et social, ainsi que sur le réseau électrique, des fermetures, en privilégiant des arrêts de réacteurs ne conduisant à l'arrêt complet d'aucun site nucléaire. L'analyse préliminaire de l'Etat, sur la base de l'âge des sites, de la date de leurs visites décennales, et de la vision industrielle et économique décrite par EDF dans sa contribution au débat public sur la PPE, orienterait vers la fermeture de 12 réacteurs en priorité parmi ceux des sites de Tricastin, Bugey, Gravelines, Dampierre, Blayais, Cruas, Chinon et Saint-Laurent. EDF devra, d'ici à la fin de période de consultation de la PPE, confirmer ou amender ces orientations.
- 6) Les fermetures de réacteurs anticipées seront confirmées 3 ans avant leur mise en œuvre sur la base des données disponibles à ce moment permettant de s'assurer que les critères susmentionnés seront respectés. Elles seront engagées après l'arrêt des centrales à charbon, la décarbonation de la production électrique devant être engagée en priorité. Cette anticipation permettra par ailleurs d'accompagner les territoires concernés par les fermetures en établissant notamment des contrats de transition écologique, afin de leur permettre de s'inscrire dans de nouvelles dynamiques de développement.

La cohérence avec la stratégie de traitement-recyclage du combustible nucléaire

La réduction des capacités nucléaires a des conséquences sur le cycle du combustible. En particulier, la stratégie de traitement-recyclage du combustible nucléaire est un enjeu majeur pour réduire les volumes de déchets radioactifs produits. Cette stratégie sera donc préservée sur la période de la PPE et au-delà, jusqu'à l'horizon des années 2040, où une grande partie des installations et des ateliers de l'usine de la Hague arrivera en fin de vie. A cette fin, et pour compenser sur la période les fermetures de réacteurs 900 MWe moxés, le moxage d'un nombre suffisant de réacteurs 1300 MW sera entrepris afin de pérenniser la gestion du cycle français.

EDF a confirmé l'absence d'obstacles techniques rédhibitoires au MOXage de ces réacteurs, sous réserve de l'établissement d'un bilan des marges de sûreté qui interviendra en 2019. Le moxage de certaines tranches pourrait alors intervenir à l'horizon 2030 (avec l'objectif d'une première recharge en 2028), compte-tenu des délais opérationnels et d'autorisation préalables.

Au-delà de l'horizon 2040, le Gouvernement, en lien avec la filière, devra s'interroger sur les orientations stratégiques qu'il souhaite donner à sa politique du cycle du combustible, sur la base des efforts de R&D qui seront poursuivis sur la PPE dans le domaine de la fermeture du cycle du combustible, en particulier à moyen terme sur le multi-recyclage du combustible nucléaire dans les réacteurs du parc actuel, et à plus long terme sur le déploiement de réacteurs de génération IV.



Mesures

- Le Gouvernement se fixe l'objectif d'atteindre une part du nucléaire au sein du mix électrique de 50 % à l'horizon 2035. L'objectif inscrit dans le Code de l'énergie sera modifié en conséquence ;
- L'atteinte de cet objectif impliquera la fermeture de 14 réacteurs nucléaires de 900MW, dont les deux réacteurs de Fessenheim ;
- Le calendrier de fermeture des centrales respectera les échéances de 5e visite décennale des réacteurs concernés, à l'exception de 2 réacteurs qui fermeront dans la deuxième période de la PPE en 2027 et en 2028 ;
- Si certaines conditions relatives au prix de l'électricité et à l'évolution du marché de l'électricité à l'échelle européenne sont remplies, la fermeture de deux réacteurs additionnels pourra intervenir à l'horizon 2025-2026, sur la base d'une décision à prendre en 2023.
- Le Gouvernement identifiera les sites faisant prioritairement l'objet de fermetures, sur la base de la programmation transmise par EDF. Sauf exception, la décroissance du parc nucléaire ne devra conduire à l'arrêt complet d'aucun site nucléaire.
- La stratégie de traitement-recyclage du combustible nucléaire sera préservée sur la période de la PPE et au-delà, jusqu'à l'horizon des années 2040. A cette fin, le moxage d'un certain nombre de réacteurs 1300 MW sera entrepris et des études seront menées en vue du déploiement du multi-recyclage des combustibles dans les réacteurs du parc actuel.

L'équilibre offre-demande sur le long terme : des décisions structurantes devront être préparées au cours de la première période de la PPE.

Les options technologiques de production d'électricité pour atteindre la neutralité carbone à long-terme

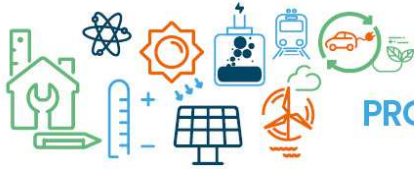
L'atteinte de la neutralité carbone à l'horizon 2050 est une priorité de la France pour répondre à l'enjeu climatique. Elle suppose que le mix électrique soit sur le long-terme totalement décarboné.

De nouvelles capacités nucléaires n'apparaissent en tout état de cause pas nécessaires pour assurer l'équilibre offre-demande d'électricité avant l'horizon 2035. Au-delà se pose la question des nouveaux moyens de production d'électricité décarbonée à construire pour assurer l'équilibre offre-demande à mesure du déclassement du parc existant.

En l'état actuel des technologies, il n'est pas possible de déterminer avec certitude les technologies les plus compétitives pour assurer notre mix électrique à cet horizon, entre le nucléaire et les énergies renouvelables associées à du stockage et d'autres solutions de flexibilité.

La capacité des réseaux électriques à intégrer des sources d'énergies intermittentes, la maturité des technologies de stockage de l'électricité, y compris intersaisonnier, et la performance économique des différentes filières en raisonnant au coût complet seront des facteurs de décision. Après 2030 et pour l'horizon 2050, ces paramètres devront être combinés pour dessiner le nouveau paysage énergétique de la France et la part respective du nucléaire et des énergies renouvelables : plusieurs scénarios seront expertisés, allant d'un scénario 100 % renouvelable à un scénario où le nucléaire reste durablement une source de production d'électricité intégrée dans le mix électrique pour des raisons de pilotage de la production et de compétitivité.

En raison de cette incertitude, il est nécessaire de préserver une capacité de construction de nouveaux réacteurs nucléaires appuyés sur une technologie et des capacités industrielles nationales.



LES MIX ÉNERGÉTIQUES CIBLES

PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE

2019-2023 2024-2028

Les conditions préalables et les travaux nécessaires à une prise de décision

S'agissant du nouveau nucléaire, afin de permettre une prise de décision sur le lancement éventuel d'un programme de construction de nouveaux réacteurs, le Gouvernement conduira avec la filière d'ici mi-2021 un programme de travail complet qui portera notamment sur les points suivants :

- la démonstration avec la filière française de sa capacité à maîtriser un programme industriel de nouveaux réacteurs, par la formalisation d'un retour d'expérience consolidé de la mise en service des premiers EPR, notamment Flamanville 3, et de la phase d'ingénierie et de mobilisation industrielle d'Hinkley Point C, et par un programme de dérisquage du nouveau modèle de réacteur EPR 2 proposé par EDF ;
- l'expertise des coûts futurs du nouveau modèle de réacteur EPR2 proposé par EDF et la comparaison technico-économique du nucléaire avec les autres modes de production d'électricité bas-carbone, prenant en compte l'ensemble des coûts directs et indirects (développement du réseau, coût complet du stockage, gestion des déchets nucléaires, etc.) ;
- l'analyse des impacts de la gestion des déchets générés par un nouveau parc, qui sera instruite dans le cadre de l'élaboration du Plan national de gestion des matières et déchets radioactifs (PNGMDR) ;
- l'analyse des options envisageables pour le portage et le financement d'un programme de nouveaux réacteurs pour le système électrique français, dont la question du modèle de régulation économique de ces nouveaux réacteurs ;
- les actions nécessaires à la validation par la Commission européenne du dispositif de financement et de portage qui aura été retenu ;
- les études permettant de choisir les sites d'implantation de nouveaux réacteurs ;
- les actions à engager en termes de concertation du public ;
- les adaptations du cadre législatif et réglementaire national qui seraient nécessaires à l'engagement d'un programme de nouveaux réacteurs.

Il apparaît également nécessaire d'expertiser, d'ici la prochaine PPE et de manière régulière, les options alternatives pour assurer un mix électrique décarboné et présentant les garanties de sécurité d'approvisionnement nécessaires.

S'agissant des options alternatives, l'Etat investira dans la recherche sur les batteries, le stockage hydrogène (dans le cadre du Plan hydrogène) et le power-to-gas afin de capitaliser sur le savoir-faire français dans le domaine, faire baisser les coûts et offrir une alternative robuste de mix électrique piloté par des énergies renouvelables non pilotables.

Mesures

- Le Gouvernement poursuivra sur la première période de la PPE l'instruction des différentes options dont il dispose pour assurer l'équilibre offre/demande de long terme du système électrique, notamment l'option de construire de nouveaux réacteurs nucléaires. Il gardera ainsi cette option ouverte pour préserver la capacité de décision ;
- Sur ce point en particulier, le Gouvernement conduira avec la filière d'ici mi-2021 un programme de travail permettant d'instruire les questions relatives au coût du nouveau nucléaire et à ses avantages et inconvénients par rapport à d'autres moyens de production bas-carbone ; aux modèles de financement envisageables, aux modalités de portage des projets de nouveaux réacteurs et de concertation du public, ainsi que les questions relatives à la gestion des déchets générés par un éventuel nouveau parc nucléaire ;
- Sur la base de ces éléments et selon l'évolution du contexte énergétique, le Gouvernement se prononcera sur l'opportunité de lancer un programme de renouvellement des installations nucléaires.



**Sécurité d'approvisionnement,
développement des réseaux,
du stockage, des flexibilités
et de la production locale**



5. Sécurité d'approvisionnement, développement des réseaux, du stockage, des flexibilités et de la production locale

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

5.1. La sécurité d'approvisionnement en carburants liquides

5.1.1. Enjeux nationaux : raffinage et stocks stratégiques

En 2017, la France a extrait de son sous-sol environ 0,8Mt de pétrole brut, ce qui représente actuellement 1 % de la consommation nationale. La majorité des gisements se situent dans le bassin parisien avec 60,8 % de l'extraction totale devant le bassin aquitain (38,8 %) et l'Alsace (0,4 %).

Dans un contexte où l'extraction intérieure d'hydrocarbures ne couvre que très faiblement les besoins nationaux, la France est presque totalement dépendante des importations de pétrole pour sa consommation intérieure. Afin de sécuriser son approvisionnement en produits pétrolier, la France diversifie les régions d'importation en pétrole brut. En 2017, ces dernières provenaient du Proche-Orient (25 %), Russie (11,4%) et Kazakhstan (15%), Afrique (23%), Norvège (9%)

La France importe également des produits raffinés (gazole, carburacteur). En 2017, les importations s'élevaient à 41, 2Mt pour 21,9 Mt d'exportations (avitaillement inclus). La majorité des importations française (53,4 %) est constituée par du gazole et du fioul domestique. A contrario, le fioul lourd est le principal produit exporté (22,2 % de la production française a été exportée en 2017).

En 2023, les besoins en pétrole devraient être de 700 TWh et en 2028 de 565 TWh⁶⁷.

Le réseau de la logistique pétrolière en France métropolitaine se compose :

- des dépôts d'importation de produits pétroliers, implantés au plus près des raffineries ou des ports, assurant les principales capacités de stockage ;
- des canalisations de transport de pétrole brut ou de produits finis (pipelines ou oléoducs) ;
- des dépôts intermédiaires avant la livraison finale aux consommateurs au travers du réseau des stations-service.

Chaque niveau d'infrastructure est un maillon indispensable à la sécurité d'approvisionnement. La densité du réseau et en particulier des dépôts intermédiaires contribue à un approvisionnement de qualité sur l'ensemble du territoire. La décroissance des besoins en pétrole va entraîner des modifications de rentabilité des infrastructures. Il conviendra de s'assurer que cela ne remet pas en cause la sécurité d'approvisionnement en hydrocarbures.

La France dispose d'une capacité de stockage globale en produits pétroliers stable depuis 2015, de l'ordre de 46Mm³ – dont 15,7Mm³ dans les raffineries et 7,5Mm³ hors raffineries pour un total de 23,2Mm³. Ces infrastructures sont dédiées à plus de 60 % au stockage de produits finis.

⁶⁷ Les besoins en pétrole concernent uniquement les besoins nationaux, hors soutes internationales

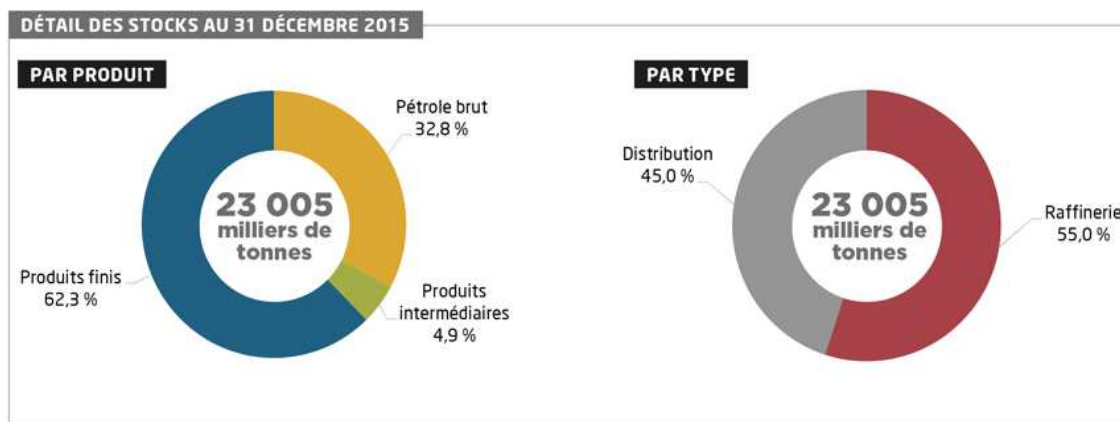


Figure 61: Détail des stocks au 31 décembre 2015 – Source Comité professionnel du pétrole (CPDP)

Le gazole reste encore le premier carburant (47%), les supercarburants et le carburéacteur (jet) représentent respectivement 13 et 7 % des capacités. Le maillage du territoire se distend au profit de dépôts de plus grandes capacités. Les dépôts pétroliers d'une capacité supérieure à 400 m³ sont en légère diminution (201 en 2015 contre 207 en 2013).

La répartition des capacités de stockage sur le territoire métropolitain est influencée par la proximité des outils de raffinage, des sites d'importation, mais aussi des infrastructures de transport massif de produits (oléoducs). Les régions Normandie et PACA représentent à elles deux, 48 % des capacités de stockage. Dans une moindre mesure, les régions Nouvelle-Aquitaine et Hauts-de-France se distinguent en cumulant 18 % des capacités en raison de la présence d'importants dépôts d'importation.

En métropole, depuis le 1^{er} juillet 2012, les stocks stratégiques que doivent constituer et conserver les opérateurs représentent 29,5 % des quantités de produits pétroliers distribuées au cours de l'année n-1 diminuées des quantités de pétrole brut produit sur le sol national (décret du 29 janvier 2016). Les stocks ainsi constitués pour répondre à l'obligation de stockage stratégique représentent 88 % des stocks présents en France. Le plan de localisation des stocks stratégiques, approuvé par le ministre chargé de l'énergie, impose aux opérateurs une localisation géographique des stocks de sécurité en lien avec les consommations et les flux d'approvisionnement.

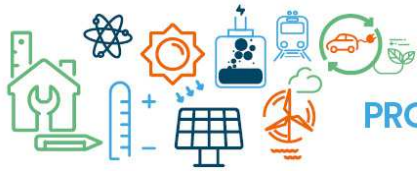
5.1.2. Enjeux locaux : stocks intermédiaires et stations-services

Les hydrocarbures assurent aujourd'hui près de 90% de la consommation énergétique du secteur des transports. Les estimations prévisionnelles de la consommation en produits pétroliers annoncent une diminution de près de 25 % en 2028 par rapport à la consommation actuelle. Il convient de rester vigilant pour permettre l'adaptation de la logistique pétrolière dans un souci de garantie de la sécurité d'approvisionnement : la diminution de la consommation rendra difficile la conservation de l'ensemble du maillage des dépôts secondaires nécessaires à un approvisionnement de qualité.

Seuls les dépôts les plus rentables seront aptes à se maintenir en activité, entraînant ainsi une concentration d'activité dans ces dépôts. 200 dépôts principaux sont comptabilisés aujourd'hui et il existe un risque d'une forte diminution en cas de diminution de consommation.

Il est nécessaire de conserver un maillage géographique suffisant :

- pour garantir la sécurité des approvisionnements. En effet, une trop forte concentration des complexes de stockage entraîne des risques de pénurie pour le consommateur en cas



SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT, DÉVELOPPEMENT
DES RÉSEAUX, DU STOCKAGE, DES FLEXIBILITÉS ET
DE LA PRODUCTION LOCALE

PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE
2019-2023 2024-2028

d'inaccessibilité à l'un de ces sites, les autres ne pouvant supporter l'activité du site manquant ou les élongations de temps de trajet ne permettant plus d'assurer un flux d'approvisionnement adapté ;

- pour garantir une proximité entre les lieux de stockage et ceux de consommations afin d'éviter l'augmentation du nombre de camions citernes circulant sur les routes pour la distribution des carburants.

Par ailleurs, les règles en matière de prévention des risques rendent difficile la création de nouvelles capacités de stockage dans les dépôts les plus compétitifs. Les capacités de stockage perdues dans les dépôts fermés ne pourront pas facilement être redéployées ailleurs.

Ce sujet nécessite donc une attention particulière.

Le nombre de stations-service françaises a diminué de près de 75 % entre 1980 et 2017. Néanmoins la France possède encore un nombre de stations-service assurant une desserte efficace du territoire national. Les ventes de carburants se concentrent de plus en plus sur des stations ayant un important débit, en particulier celles détenues par des grandes et moyennes surfaces (GMS). La répartition géographique des stations sur le territoire est satisfaisante pour la majorité des citoyens :

- 90% des ménages accèdent à une station en moins de 20 minutes et 16 km ;
- 50% en moins de 6 min et 3 km ;
- En moyenne, un ménage met 9 min 20 pour accéder à une station ;
- Moins de 2,5 % des ménages ont une station-service à plus de 30 km.

Le temps moyen d'accès à une station-service par département est retenu comme indicateur pour suivre l'évolution du maillage. 90% des particuliers doivent avoir un temps d'accès inférieur à 25 minutes. En 2018 moins de 4,3% des ménages ont plus de 25 min de trajet.

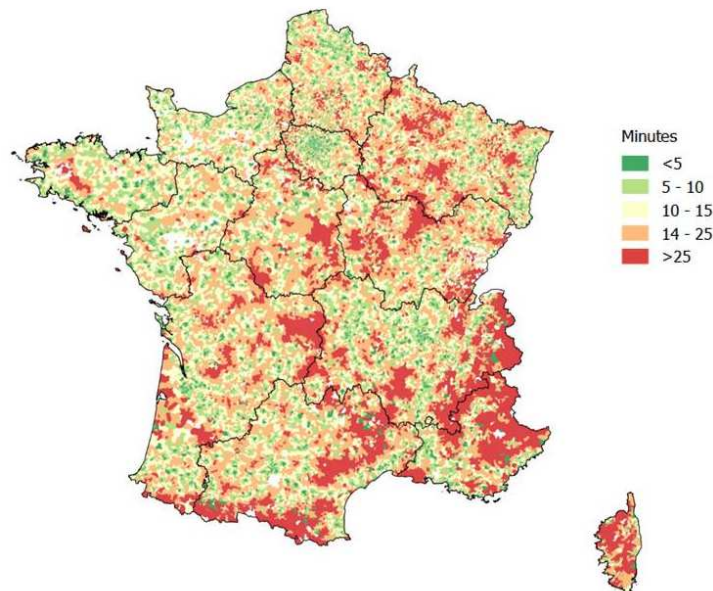
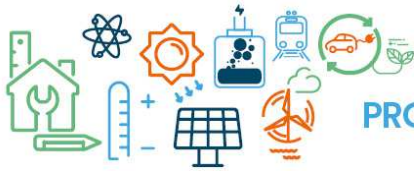


Figure 62 : Temps de parcours domicile – stations-services (Maille IRIS), Source DGEC

**Objectifs et mesures :**

- Lancer des études pour avoir une vision prospective du maillage des dépôts pétroliers et de son niveau minimum pour garantir la sécurité d'approvisionnement ;
- Assurer un suivi du nombre et de la localisation des stations-services permettant de qualifier la qualité de la desserte de l'ensemble des consommateurs de carburants ;
- Examiner l'opportunité de mettre en place des outils permettant d'assurer une continuité de service dans la logistique pétrolière afin de veiller à la satisfaction des besoins essentiels du pays.

5.2. La sécurité d'approvisionnement en produits gaziers

En 2017, la France a consommé 493TWh PCS de gaz naturel. A l'horizon 2023, elle devrait utiliser 470TWh PCS de gaz et en 2028 420 TWh PCS.

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

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

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

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

L'objectif de développement de l'interruptibilité de la consommation de gaz naturel conduira à une augmentation du nombre de consommateurs acceptant une fourniture susceptible d'interruption et donc mécaniquement à un abaissement de la norme d'approvisionnement. L'opportunité d'une réduction supplémentaire de la norme d'approvisionnement continuera à être étudiée en lien avec le renforcement des moyens d'action disponibles en cas de crise.

Le niveau de sécurité d'approvisionnement est plus strict que le niveau minimal prévu par le règlement 2017/1938 du Parlement européen et du Conseil. Sur la base du rapport d'inspection réalisé à ce sujet, il est proposé de ne pas modifier le critère actuel.

Mesure : Maintenir le critère de sécurité d'approvisionnement actuel.

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

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



5.2.2. Les obligations pesant sur les acteurs gaziers

Obligations de continuité de fourniture

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

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

Obligations de diversification

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

Obligations visant la continuité d'acheminement

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

Les opérateurs d'infrastructures sont également tenus, au titre des obligations de service public, de faire connaître à l'avance les dates d'indisponibilité de leurs ouvrages afin de permettre aux fournisseurs d'assurer la continuité de fourniture.

5.2.3. Le dimensionnement du système gazier, le stockage

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

Le système gazier est aujourd'hui doté de sept points d'interconnexion principaux (capacités d'importation d'environ 2335 GWh/j) et de terminaux méthaniers localisés sur trois façades maritimes (capacités d'importation d'environ 1160 GWh/j), permettant un accès à des sources de gaz diversifiées : mer du Nord, Russie, Pays-Bas, Maghreb, mais aussi plus généralement le marché international de gaz naturel liquéfié (GNL).

Au sein du territoire métropolitain continental, les flux de gaz sont assurés par le biais d'un maillage des réseaux de transport et de distribution, fonctionnant en synergie avec des infrastructures de stockage de gaz naturel. Avec l'achèvement des projets Val-de-Saône et Gascogne-Midi, les possibilités de circulation du gaz naturel au sein du système gazier français sont considérées comme suffisantes pour permettre la mise en œuvre d'une place de marché unique, effective depuis le 1^{er} novembre 2018.

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



Sur la période couverte par la présente programmation pluriannuelle de l'énergie, il n'est pas attendu de bouleversement des infrastructures d'importation de gaz naturel. L'incertitude quant à l'utilisation future du terminal de Fos Tonkin, en l'absence éventuelle de nouvelle souscription de capacités par les fournisseurs de gaz naturel, ne modifie pas les capacités d'importation de gaz naturel liquéfié sur la façade méditerranéenne, qui peuvent être assurées en totalité par le seul terminal de Fos Cavaou.

La principale évolution attendue du système gazier concerne la conversion progressive du réseau de gaz à bas pouvoir calorifique (dit gaz B) au gaz à haut pouvoir calorifique (dit gaz H). Le déroulement de cette conversion impose de dédier jusqu'en 2025 la totalité de l'infrastructure de stockage de Gournay au stockage de gaz B, en dépit de la baisse progressive des consommateurs alimentés avec cette qualité de gaz. Le devenir des deux conduites composant le point d'interconnexion de Taisnières B est aujourd'hui incertain, entre conversion pour le transport de gaz H et abandon.

Point d'attention sur le stockage souterrain de gaz naturel

Sur la période couverte par la programmation pluriannuelle de l'énergie, les infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel continueront à jouer un rôle essentiel pour assurer la continuité d'acheminement sur les réseaux, tout particulièrement en cas de poursuite d'une concentration des approvisionnements depuis le nord-est de la France, par le biais de la constitution de stocks de gaz naturel en aval des fronts de congestion potentiels. Ils continueront également à être nécessaires pour assurer la capacité du système gazier à satisfaire la demande à hauteur de l'objectif de sécurité d'approvisionnement, et sans fragiliser le transport de gaz naturel vers d'autres États membres de l'Union européenne ou la Suisse.

La programmation pluriannuelle de l'énergie confirme les perspectives de baisse de la consommation de gaz naturel, il existe cependant une incertitude sur le rythme de cette baisse. Par ailleurs, l'apport des terminaux méthaniers lors d'une pointe de froid ne dépend pas que des capacités d'émission, mais également du niveau remplissage des cuves, qui a fortement varié au cours des dernières années, et pour lequel des perspectives de fluctuation doivent être prises en compte. Si les articles L. 431-6-2 et L. 431-6-3 du code de l'énergie consacrent l'objectif d'un développement de l'interruptibilité de la consommation de gaz naturel, le potentiel de ce développement est aujourd'hui difficile à estimer.

L'identification des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel nécessaires pour la sécurité d'approvisionnement à moyen et long terme a été réalisée en intégrant ces incertitudes lors des analyses des besoins potentiels pour assurer l'acheminement sur le réseau de transport de gaz naturel et la capacité du réseau à satisfaire la demande.

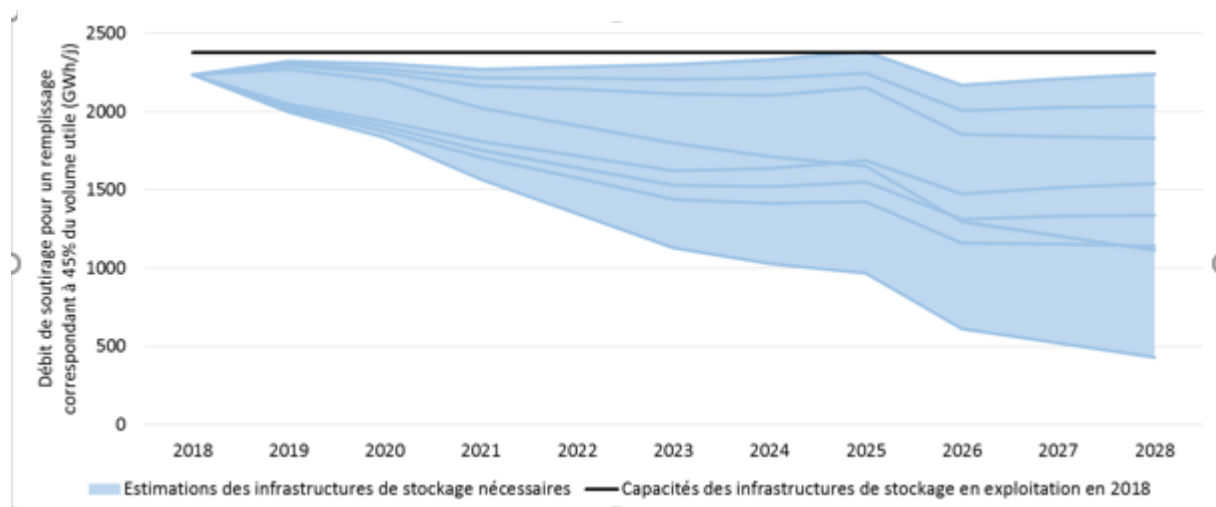


Figure 63 : Estimation des capacités de stockage souterrain nécessaires pour assurer la capacité du réseau à satisfaire la demande, y compris gaz B et stock de sécurité



SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT, DÉVELOPPEMENT
DES RÉSEAUX, DU STOCKAGE, DES FLEXIBILITÉS ET
DE LA PRODUCTION LOCALE

PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE

2019-2023 2024-2028

Sur les 10 années à venir, il n'y a pas de besoin de nouvelle infrastructure de stockage souterrain de gaz naturel ou de remise en activité d'une des trois infrastructures de stockage souterrain actuellement sous cocon. La plage d'incertitude à 2023 implique de conserver en fonctionnement à cet horizon temporel les infrastructures de stockage souterrain actuellement exploitées.

Entre 2019 et 2023, les infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel qui doivent rester en activité pour garantir la sécurité d'approvisionnement à moyen et long termes sont celles listées ci-dessous, représentant un volume utile de 138,5 TWh et une capacité de soutirage de 2376 GWh/j pour un remplissage correspondant à 45% du volume utile :

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

Tableau 39 : Installations de stockage de gaz devant rester en activité jusqu'à 2023

Entre 2024 et 2028, les besoins de stockage devraient baisser suite à la fin de la mobilisation de l'infrastructure de Gournay pour le stockage de gaz B, programmée à l'issue de l'hiver 2025-2026. Dans les hypothèses actuelles, à cette échéance, la liste des infrastructures de stockage pourrait être réduite d'une capacité de soutirage correspondant au moins à 140 GWh/j à 45% de volume utile. Compte-tenu des incertitudes rappelées ci-dessus, l'évaluation des volumes nécessaires devra être confirmée en 2023 et la prochaine PPE identifiera les infrastructures de stockage qui ne seraient plus nécessaires pour assurer la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel à moyen et long terme.

Mesures :

- Maintenir les 11 sites actuellement en activité au moins jusqu'en 2023 (Volume de 138,5TWh et capacité de soutirage de 2376 GWh/jour) ;
- Sortir les 3 sites sous cocon (représentant 7 % des capacités) du périmètre de la régulation ;
- Ne pas développer de nouveaux sites de stockage dans le périmètre de la régulation ;
- Confirmer en 2023 l'évaluation des capacités de stockages nécessaires à la sécurité d'approvisionnement post 2026 et identifier dans la prochaine PPE les infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel qui ne seraient plus nécessaires pour assurer la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel. A l'horizon 2026, la liste des infrastructures de stockage essentielles pourrait être réduite d'une capacité de soutirage correspondant au moins à 140 GWh/j (6%).



5.2.4. Les mesures de sauvegarde en cas de crise gazière

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

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

L'interruptibilité de la consommation de gaz naturel

La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte a prévu la possibilité de mettre en œuvre des dispositifs d'interruptibilité par lesquels certains consommateurs s'engagent auprès des gestionnaires de réseau à réduire leur consommation en cas de besoin. Afin de disposer d'une flexibilité correspondant à environ 5% de la consommation en cas de pointe de froid, un développement de l'interruptibilité de la consommation de gaz naturel à hauteur d'au moins 200 GWh/j est envisagé d'ici 2023.

Le délestage de la consommation de gaz naturel

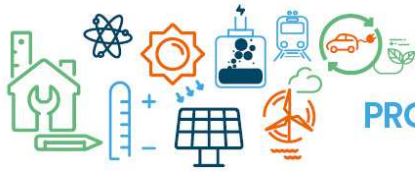
Une insuffisance de gaz en un point du réseau peut conduire le gestionnaire de ce réseau à procéder au délestage de certains consommateurs. Ces mesures, qui peuvent avoir un caractère local ou national, visent à contraindre un consommateur à réduire ou suspendre sa consommation. Comme il n'est pas possible de procéder à un délestage automatique à distance, le gestionnaire du réseau contacte directement le consommateur de gaz naturel pour lui demander de réduire ou d'arrêter sa consommation de gaz naturel. L'efficacité du dispositif de délestage dépend donc du respect de l'ordre de délestage par le consommateur concerné. Afin de renforcer l'efficacité du dispositif de délestage, une clarification du cadre législatif et réglementaire sera entreprise d'ici 2023.

L'appel à la solidarité européenne

Le règlement 2017/1938 du Parlement européen et du Conseil prévoit la mise en place d'un mécanisme de solidarité européenne en cas de crise gazière. Dans des situations extrêmes, si la demande des clients domestiques et des services sociaux essentiels n'est pas en mesure d'être satisfaite, même après le délestage de l'ensemble des autres consommateurs, la France pourrait y faire appel afin d'obtenir des Etats membres voisins le gaz naturel nécessaire. Réciproquement, l'Allemagne, la Belgique, l'Espagne ou l'Italie pourraient faire appel à ce mécanisme, ce qui entraînerait le délestage de consommateurs industriels et le versement d'une compensation en contrepartie. Les modalités de ce dispositif de solidarité européenne seront précisées d'ici 2023.

Mesures :

- Développer l'interruptibilité de la consommation de gaz naturel à hauteur d'au moins 200 GWh/j d'ici 2023 ;
- Clarifier le cadre législatif et réglementaire relatif au délestage de la consommation de gaz naturel.



5.3. La sécurité d'approvisionnement en électricité

La sécurité du système électrique a pour objectifs d'éviter les coupures de courant localisées ou de black-out à plus grande échelle. La sécurité du système électrique repose sur deux piliers distincts :

- *la sûreté de fonctionnement du système électrique* désigne la capacité du réseau électrique à acheminer l'électricité des producteurs aux consommateurs, notamment en maintenant les infrastructures en condition opérationnelle et réalisant les opérations d'équilibrage à court terme du réseau. Les événements qui occasionnent des coupures de grande ampleur, comme de grandes tempêtes ou des déséquilibres du réseau dus à un incident à l'étranger, relèvent de la sûreté électrique. Les enjeux associés ne seront pas abordés dans le présent document ;
- *la sécurité d'approvisionnement électrique* relève de l'équilibre offre-demande : à chaque instant, la quantité d'électricité consommée doit correspondre à la quantité d'électricité produite et injectée dans le réseau, sachant que la production et la consommation sont soumises à des aléas. Cette adéquation concerne tant la gestion opérationnelle que le long terme. Cela implique de gérer deux types de phénomènes :
 - le passage de pointes de consommation qui, en raison de la thermosensibilité des consommations électriques en France, nécessite de disposer de suffisamment de capacités, soit de production, soit d'effacement fiables et disponibles pendant ces périodes ;
 - la gestion des fluctuations rapides de l'offre et de la demande qui nécessite de disposer de suffisamment de leviers de flexibilité dans le système électrique pour les compenser. Ces leviers sont le pilotage de la demande, le stockage, les interconnexions et les unités de production pilotables.

Le critère de sécurité d'approvisionnement répond à une approche probabiliste en fonction de l'évolution des leviers.

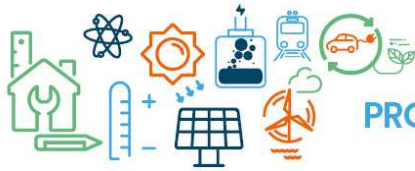
La présente section examine les différents déterminants de la sécurité d'approvisionnement en électricité et les moyens de la garantir à un niveau satisfaisant.

5.3.1. Le critère de sécurité d'approvisionnement

Le bilan prévisionnel d'équilibre offre-demande d'électricité⁶⁸, réalisé tous les ans par RTE, constitue l'outil de référence pour évaluer les risques pesant sur la sécurité d'approvisionnement électrique en France. Le dernier bilan prévisionnel publié comprend une étude approfondie relative à l'équilibre offre-demande sur les cinq prochaines années. Cette étude quantifie la durée moyenne de défaillance, analyse les scénarios de risque, évalue les capacités de production d'électricité ou d'effacement nécessaires pour assurer la sécurité d'approvisionnement électrique.

L'article D. 141-12-6 du code de l'énergie fixe le critère de défaillance du système électrique à « une durée moyenne de défaillance annuelle de trois heures pour des raisons de déséquilibre entre l'offre et la demande d'électricité ». Le code de l'énergie ne définit cependant pas explicitement ce que recouvre la notion de « défaillance ». La définition utilisée par RTE pour établir ses modélisations correspond aux situations dans lesquelles le fonctionnement normal du marché ne permet plus d'assurer l'équilibre entre l'offre et la demande. Le gestionnaire du réseau de transport doit alors recourir à des leviers exceptionnels, contractualisés ou non, présentés dans la figure suivante :

68. Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité : <https://www.rte-france.com/fr/article/bilan-previsionnel>



SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT, DÉVELOPPEMENT
DES RÉSEAUX, DU STOCKAGE, DES FLEXIBILITÉS ET
DE LA PRODUCTION LOCALE

PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE

2019-2023 2024-2028

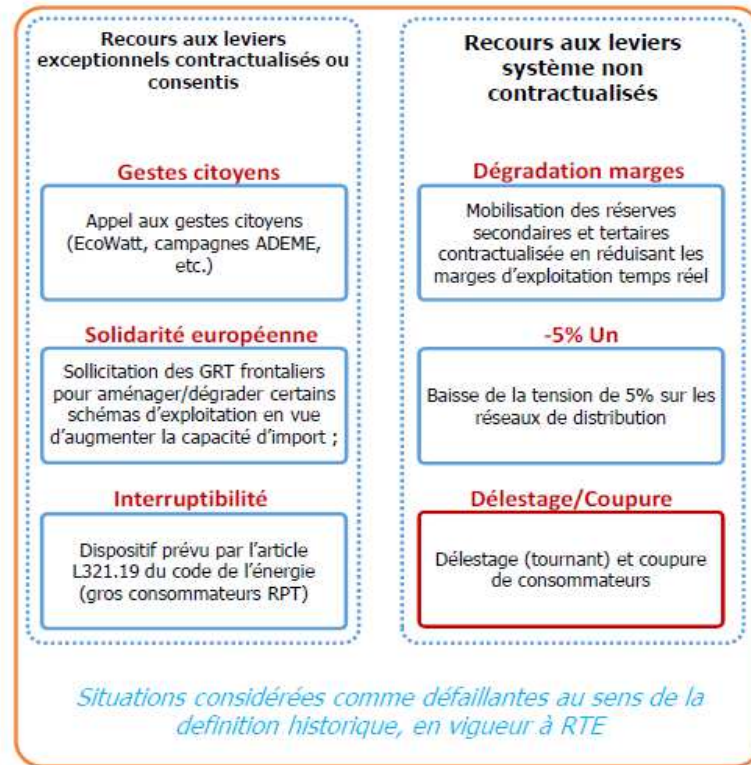
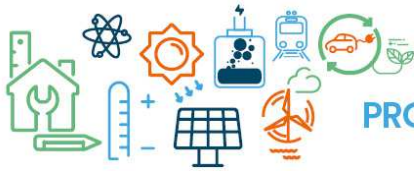


Figure 64 : situations de défaillance - Source : RTE, 2018

L'espérance de défaillance est calculée selon la définition donnée par RTE, par le biais de l'élaboration de multiples scénarios qui prennent notamment en compte les températures, les interconnexions et les aléas de production des différentes filières. Dans les modélisations réalisées par RTE, une espérance⁶⁹ de défaillance de 3 heures par an correspond à une espérance de coupure d'un consommateur de moins de 2 heures⁷⁰.

69. Au sens mathématique du terme.

70. Une coupure est comptabilisée dès lors qu'un consommateur est coupé. Il ne s'agit pas d'un black-out généralisé.



Encadré 9 : Critères de sécurité d’approvisionnement en électricité retenus par d’autres pays européens

Au niveau européen, les autres États membres ont recours aux critères de sécurité d’approvisionnement reportés dans le tableau ci-dessous.

Pays	Critère
Allemagne	Pas de critère mentionné explicitement. Réserves stratégiques et capacité de stockage assorties d’un contrôle strict.
Belgique	Espérance de défaillance inférieure à 3h/an en moyenne. Espérance de défaillance inférieure à 20h/an dans les 5 % des cas les plus défavorables (pour des raisons météorologiques ou autres).
Danemark	Pas de critère.
Espagne	Marge de capacité de 10 % en situation de pointe extrême.
France	Espérance de défaillance inférieure à 3h/an en moyenne.
Irlande	Espérance de défaillance inférieure à 8h/an en moyenne.
Italie	Pas de critère. Fourniture annuelle à l’État par le GRT d’une liste d’installations essentielles.
Luxembourg	Critère n+1 : la perte d’un élément quelconque du réseau HT ne doit pas entraîner de perte de consommateurs.
Pologne	Niveau cible de capacité.
Royaume-Uni	Espérance de défaillance inférieure à 3h/an en moyenne.
Suisse	Pas de critère, une définition : « Assurer une réserve de capacité de réseau suffisante ».

Tableau 38 : critères de défaillance - source : rapport CGEDD-CGE, 2018

La Commission Européenne a indiqué dans le Paquet « Énergie propre pour tous les Européens » du 30 novembre 2016 son intention d’engager une certaine harmonisation des critères de sécurité, en s’appuyant notamment sur la valeur de l’énergie non distribuée. Une coupure est comptabilisée dès lors qu’un consommateur est coupé. Il ne s’agit pas d’un black-out généralisé mais du recours au délestage tournant, dont les modalités de mise en œuvre sont encadrées par l’arrêté du 5 juillet 1990 fixant les consignes générales de délestage sur les réseaux électriques.

Parallèlement, des réflexions ont été engagées en France sur une éventuelle évolution du critère ou une révision de sa valeur. Ainsi, une mission a été confiée en avril 2017 au Conseil Général de l’Économie (CGE) et le Conseil Général de l’Environnement et du Développement Durable (CGEDD) afin de tirer le bilan de difficultés rencontrées sur l’équilibre offre-demande et de proposer des évolutions de ces critères. L’hiver 2016-2017 avait en effet été caractérisé par une moindre disponibilité du parc nucléaire et des capacités d’import conjoncturellement réduites. Aucun délestage ni recours à des moyens exceptionnels n’avait cependant été nécessaire, du fait de températures moins rigoureuses qu’annoncées.

Les mesures portées dans le cadre de la PPE permettent de capitaliser sur les conclusions de ces travaux, en proposant de clarifier la définition du critère de sécurité d’approvisionnement, dans l’attente des



futurs échanges qui auront lieu au niveau européen autour d'une éventuelle harmonisation des critères de sécurité d'approvisionnement.

Mesures :

- Confirmer le critère actuel de sécurité d'approvisionnement et en clarifier le contenu en précisant :
 - qu'il est entendu par « défaillance » le recours aux moyens exceptionnels contractualisés et non contractualisés et que la durée de celle-ci ne doit pas excéder trois heures par an en moyenne ;
 - qu'au sein de ces épisodes de défaillance, l'espérance de coupure des consommateurs finals pour des raisons de déséquilibre offre-demande ne doit pas excéder deux heures par an.
- Continuer les travaux pour mieux prendre en compte dans ces critères le nombre de clients coupés et pas uniquement la durée de la coupure ;
- Contribuer à l'harmonisation des critères utilisés par les États membres pour définir leurs objectifs en matière de sécurité d'approvisionnement électrique.

5.3.2. Maîtrise et passage de la pointe de consommation

En France métropolitaine, le principal risque pesant sur la sécurité d'approvisionnement en électricité est celui de la pointe de consommation hivernale. Les pics de demande se produisent lors des vagues de froid qui excèdent largement la consommation électrique moyenne : la puissance appelée augmente alors d'environ 2,4 GW pour chaque baisse d'1°C. Le niveau maximal de puissance appelée à ce jour au niveau national a été atteint le 8 février 2012, lors d'une vague de froid exceptionnelle, à un niveau de 102,1 GW.

Le parc de production national et l'ensemble des moyens de flexibilité doivent donc être dimensionnés en fonction du pic de consommation et non de la demande moyenne annuelle.

Pendant la décennie 2000, la puissance appelée à la pointe de consommation a augmenté deux fois plus rapidement que la consommation annuelle. Depuis, la pointe a globalement tendance à stagner, avec toutefois des évolutions importantes d'une année à une autre, en fonction de la rigueur du climat, comme le montre la figure suivante.

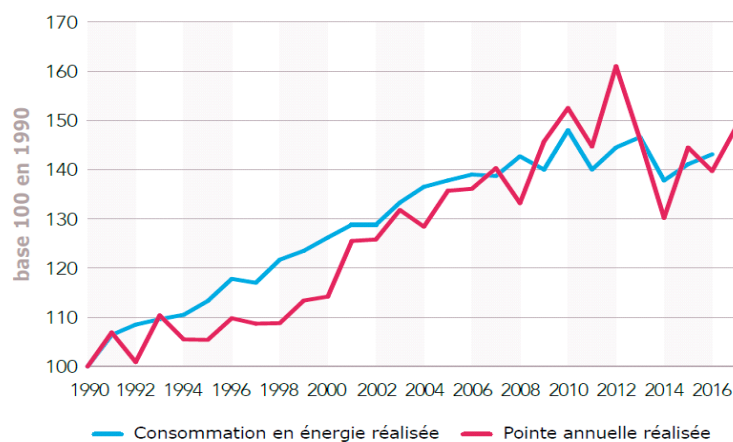
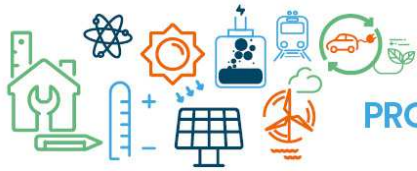


Figure 65 : Evolution de la consommation annuelle d'électricité et de la pointe de puissance appelée – Source : RTE 2018



L'évolution à long terme de la pointe électrique dépend essentiellement de l'évolution des usages thermosensibles de l'électricité, au premier rang desquels le chauffage électrique. La mise en place de la réglementation thermique 2012 a conduit à une baisse de la part de marché du chauffage électrique dans les logements neufs collectifs ainsi qu'une diminution des besoins en chauffage dans ces logements. Au sein des modes de chauffage électrique, la forte progression des pompes à chaleur électriques, qui présentent un appel de puissance moindre, plus régulier et avec une forte inertie thermique, contribue également à réduire la demande d'électricité à la pointe.

Si l'on considère l'ensemble du parc de bâtiments résidentiels et tertiaires, l'évolution de la pointe électrique dépendra en grande partie du rythme des rénovations énergétiques des bâtiments, mais également de l'évolution de la consommation : nouveaux usages de confort et de loisir, nouveaux équipements, et transferts d'usage (comme la cuisson électrique). Le développement de la mobilité électrique individuelle pourrait également avoir un impact significatif qui sera détaillé plus bas.

Compte tenu de ces évolutions, l'évolution de la consommation à la pointe devrait rejoindre dans les prochaines années celle de la consommation électrique totale tout en demeurant extrêmement thermosensible.

Mesure : accélérer la diminution de la pointe électrique par :

- l'encouragement de moyens de chauffage qui n'y contribuent pas ou plus faiblement ;
- le développement de la flexibilité de la demande.

Le mécanisme de capacité

Afin d'assurer le respect du critère de défaillance et d'assurer le passage de la pointe, la France s'est dotée, avec l'adoption de la loi NOME, d'un dispositif d'obligation de capacité, qui a démarré effectivement au 1^{er} janvier 2017. Le principe de ce mécanisme de capacité repose sur l'obligation, pour chaque fournisseur d'électricité, d'apporter la preuve que la consommation de ses clients pourra être couverte dans toutes les situations vis-à-vis desquelles le système vise à se couvrir, même lors des vagues de froid, en détenant suffisamment de garanties de capacité.

La quantité de garanties de capacité que doit posséder chaque fournisseur est déterminée de manière à respecter le critère de défaillance. Elle découle de calculs effectués par RTE, suivant une méthodologie cohérente avec les travaux conduits dans le cadre du bilan prévisionnel. Les garanties de capacité sont délivrées par RTE aux capacités de production et d'effacement, à l'occasion d'une procédure de certification, au cours de laquelle ces capacités s'engagent sur leur disponibilité future lors des périodes de pointe de l'année considérée. Les fournisseurs peuvent donc, pour remplir leur obligation :

- soit utiliser les garanties qu'ils détiennent du fait des moyens de production ou d'effacement qu'ils exploitent en propre,
- soit acquérir des garanties auprès d'autres exploitants de capacités d'effacement ou de production.

L'échange des certificats sur un « marché de capacité » permet aux fournisseurs de couvrir leur obligation au meilleur coût, en sélectionnant les capacités les plus compétitives, et il révèle de manière transparente le prix de la capacité.

Le marché de l'énergie assure une optimisation de l'utilisation des capacités de production et d'effacement des différents acteurs, mais son libre fonctionnement ne garantirait pas le respect du critère de sécurité d'approvisionnement. L'adjonction du marché de capacité au marché de l'énergie permet de l'assurer.

La mise en œuvre du mécanisme de capacité au 1^{er} janvier 2017 a nécessité une approbation de la Commission européenne, celle-ci jugeant que le mécanisme de capacité, comme tous les mécanismes



de capacité mis en œuvre au sein de l'Union, relevant de la législation européenne sur les aides d'Etat. L'approbation du dispositif par la Commission européenne, a été conditionnée à ce que la France s'engage à :

- introduire un appel d'offres annuel, visant à garantir un prix fixe de la capacité sur 7 ans aux nouvelles capacités, afin de favoriser – lorsque c'est économiquement avantageux – l'entrée sur le marché de nouvelles capacités de production ou d'effacement. Les appels d'offres seront conduits de sorte à assurer un gain économique pour les consommateurs et de manière à minimiser l'impact de ces contrats de long terme sur le fonctionnement du dispositif actuel. Ils seront assortis de conditions environnementales exigeantes ;
- poursuivre les travaux en cours relatifs à l'ouverture du mécanisme de capacité français aux capacités transfrontalières, afin que dès 2019 les contributions étrangères des Etats membres frontaliers soient explicitement prises en compte dans le dispositif français, alors qu'elles ne l'étaient qu'implicitement.

La déclinaison de ces engagements nécessitera la conclusion d'accords entre le gestionnaire du réseau de transport d'électricité français (RTE) et ses homologues européens, pour mettre en œuvre les procédures de coopération indispensables à l'articulation des différentes gestions de crise. La révision du dispositif est également l'occasion de procéder à un premier retour d'expérience, suite à son lancement début 2017.

Mesure : consolider le fonctionnement du mécanisme de capacité en déclinant les engagements pris auprès de la Commission européenne et en menant un premier retour d'expérience suite au lancement du dispositif.

5.3.3. Une problématique européenne

La participation des interconnexions à la sécurité d'approvisionnement⁷¹

La construction des interconnexions transfrontalières a historiquement obéi à un motif de sécurité d'approvisionnement, ainsi qu'à la valorisation à l'export des excédents de la production électrique française notamment la nuit et en été.

Les interconnexions offrent la possibilité d'importer de l'électricité depuis un pays voisin en cas de tension sur l'approvisionnement national, ce qui constitue une solution économiquement efficace. En effet, les interconnexions évitent à la France d'investir dans des capacités supplémentaires pour assurer sa sécurité d'approvisionnement et permet de mutualiser les investissements de production avec les pays voisins. Les échanges transfrontaliers permettent ainsi de disposer de la disponibilité des capacités à l'étranger dont la contribution s'élève en moyenne entre 8 et 10 GW. A moyen terme, les développements prévus permettront d'augmenter la capacité d'import de 11 GW pour l'hiver 2016-2017 à 13 GW pour l'hiver 2020-2021. Deux des scénarios du bilan prévisionnel 2017 de RTE supposent un développement important des interconnexions permettant de disposer d'une capacité d'import de 27 GW et d'une capacité d'export de 33 GW à l'horizon 2035.

Avec un total de 48 lignes d'interconnexion et 12 projets supplémentaires d'ici à 2030, dont 3 en cours de construction, la France est très bien interconnectée avec ses voisins. Aujourd'hui, avec une capacité d'interconnexion moyenne import/export de 15 GW, la France dispose de 11,5% d'interconnexion avec ses voisins. En 2030 elle devrait dépasser les 26 GW d'interconnexion pour atteindre au moins 16,5%.

71. Voir également le chapitre sur les « Réseaux électrique ».



Les problématiques détaillées relatives aux interconnexions, ainsi que la liste projets en cours sont détaillés dans la partie 5.6.4 sur les réseaux électriques.

La coopération européenne

La coopération européenne en matière de sécurité d'approvisionnement se concrétise en France à travers la participation au Forum Pentalatéral de l'Énergie (ou Pentaforum), initiative régionale créée en 2005 qui a pour objectifs de fluidifier les échanges d'électricité à travers un meilleur fonctionnement des interconnexions électriques et de renforcer plus généralement la coordination en matière de sécurité d'approvisionnement électrique. Cette initiative s'est révélée être un cadre de coopération privilégié entre ses sept pays membres (Allemagne, Autriche, Belgique, France, Luxembourg, Pays-Bas, Suisse) grâce à un dialogue efficace et une bonne coordination entre les gouvernements, les gestionnaires de réseaux et les régulateurs des pays participants.

Depuis 2015, le Forum a contribué à :

- réaliser deux études d'évaluation de l'équilibre offre-demande du système électrique à la maille du Pentaforum, à partir d'hypothèses partagées et d'une méthodologie commune (modèle probabiliste et heure-par-heure, similaire au bilan prévisionnel de RTE) ;
- réaliser un exercice de coordination de crise électrique avec l'ensemble des parties prenantes de chaque pays du Pentaforum ; cet exercice s'inscrit dans un partage de bonnes pratiques pour la mise en œuvre de la réglementation européenne en vigueur et en cours de développement ;
- mettre en place le couplage de marchés de l'électricité fondé sur les flux (flow based market coupling) dans la région Centre-Ouest de l'Europe, qui marque une nouvelle étape dans l'intégration des systèmes électriques européens. En utilisant une description plus détaillée du réseau permettant d'optimiser les échanges, la méthode flow-based permet d'améliorer significativement la convergence des prix à l'échéance journalière tout en maintenant un haut niveau de sécurité du réseau. Elle permet non seulement de réduire les coûts de production dans les pays concernés mais aussi de contribuer à renforcer la sécurité d'approvisionnement.

A l'avenir, les travaux du Pentaforum s'orienteront vers les questions de flexibilité, d'intégration des marchés infra-journaliers, et de prise en compte explicite des capacités étrangères aux mécanismes de capacité.

Des échanges ont également lieu avec les administrations de la péninsule ibérique sur ces sujets.

Enfin, le règlement 714/2009/CE prévoit le développement de codes de réseaux, ce qui a conduit à l'élaboration d'un règlement européen sur les situations d'urgence et de rétablissement du système électrique. Ce texte est entré en vigueur et s'appliquera à partir de décembre 2018. Il permettra notamment de bénéficier d'une gestion technique harmonisée des crises électriques à l'échelle européenne. Un second code de réseaux établi suivant une ligne directrice sur le fonctionnement du système électrique permet une approche harmonisée à la fois sur la conduite des réseaux de transport en fonctionnement normal ainsi qu'en situation tendue (vague de froid par exemple).

Mesures :

- Poursuivre une coopération régionale active en matière de sécurité d'approvisionnement, notamment via la participation au Forum Pentalatéral de l'Énergie et aux échanges avec la péninsule ibérique ;
- Mettre en œuvre le code de réseau sur la sécurité et le rétablissement du système électrique.



5.3.4. Impacts des évolutions du parc de production sur la sécurité d'approvisionnement

L'essor des énergies renouvelables

Le système électrique français est aujourd'hui suffisamment flexible dans son fonctionnement actuel pour pouvoir répondre aux fluctuations de court terme de l'offre et de la demande, aux échelles horaires, journalières ou hebdomadaires. Mais à terme et au-delà de l'horizon de la PPE, l'intégration d'une proportion importante d'énergies renouvelables non pilotables nécessitera des adaptations afin de continuer à assurer l'équilibre offre-demande, aussi bien en termes de sécurité d'approvisionnement qu'en termes de services d'équilibrage. Les simulations effectuées par RTE dans le cadre du bilan prévisionnel sur l'équilibre de l'offre et la demande électrique 2015 ont permis de poser un diagnostic sur le besoin de flexibilité engendré par le développement du photovoltaïque et de l'éolien : l'éolien crée principalement un besoin de flexibilité hebdomadaire, alors que le photovoltaïque crée un besoin de flexibilité horaire et journalier.

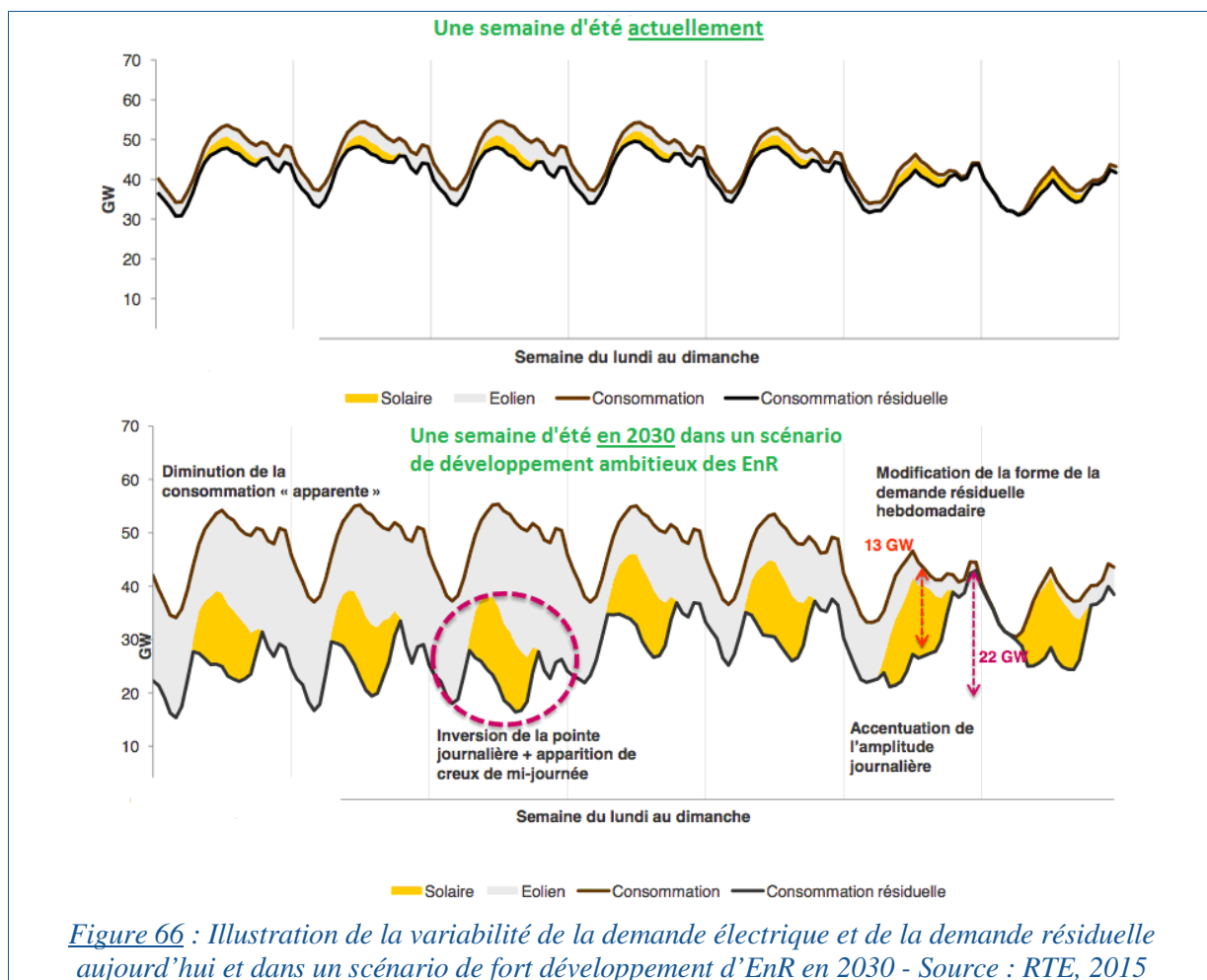


Figure 66 : Illustration de la variabilité de la demande électrique et de la demande résiduelle aujourd'hui et dans un scénario de fort développement d'EnR en 2030 - Source : RTE, 2015

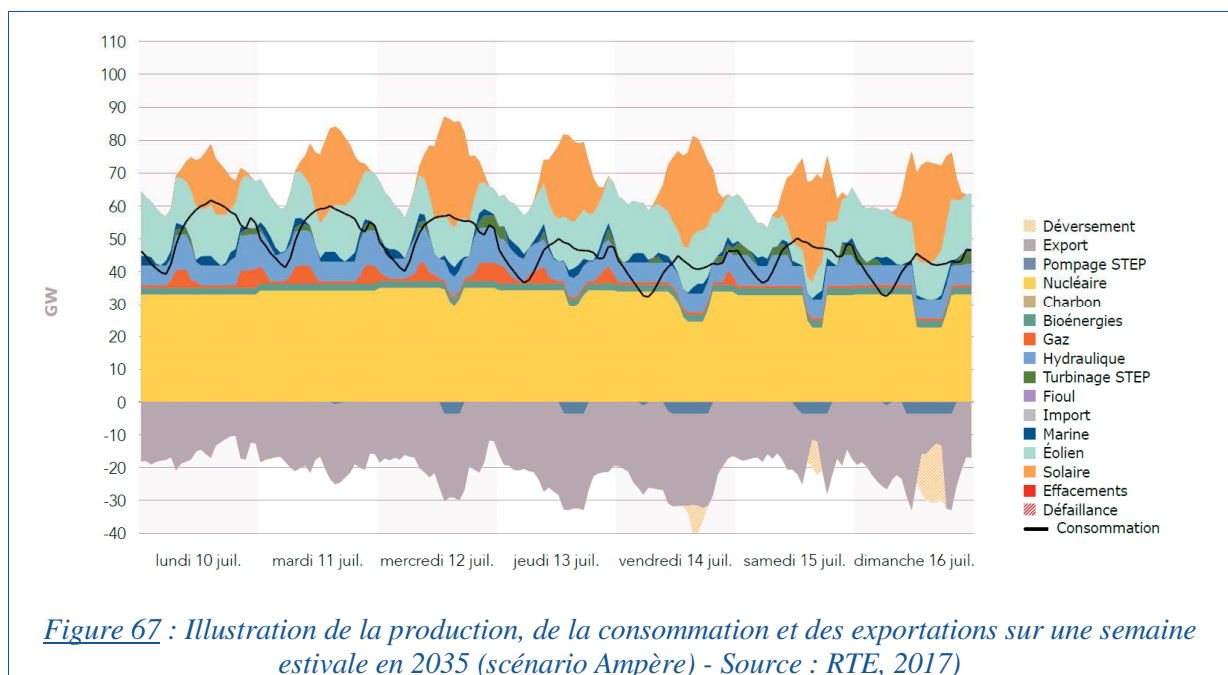
Dans le cadre du bilan prévisionnel de l'équilibre offre et demande électrique 2017, RTE a élaboré plusieurs scénarios (cf. infra). Les scénarios Ampère et Volt s'appuient sur un fort développement du photovoltaïque et de l'éolien, conduisant à horizon 2035 à des niveaux de capacités installées respectivement de 67 GW d'éolien (dont 15 GW d'éolien offshore) et de 48 GW de photovoltaïques pour le scénario Ampère ; et 50 GW (dont 10 GW d'éolien offshore) et 36 GW pour le scénario Volt. Ces niveaux de puissance installée pour l'éolien et le photovoltaïque sont du même ordre de grandeur



que la totalité du parc électrique français en 2018, toutes sources de production confondues qui est de 101 GW.

Ces développements massifs de capacités non pilotables devraient modifier l'allure de la consommation résiduelle, c'est-à-dire de la consommation d'électricité nette de la production renouvelable dite « fatale ». Les prévisions anticipent une inversion de la pointe journalière et l'apparition d'un creux dans la demande résiduelle à la mi-journée, reflétant le pic de production photovoltaïque. L'amplitude journalière de la consommation résiduelle s'accroît, tandis que la forme de la demande résiduelle à l'échelle hebdomadaire est modifiée.

Dans les deux scénarios Ampère et Volt, la forte production d'électricité solaire et éolienne en été alimente les exportations, ce qui atténue le besoin de développement de flexibilité à l'échelle nationale. Des déversements ponctuels, c'est-à-dire des situations dans lesquelles la production ne trouve pas de débouchés ni en France ni à l'export, n'apparaissent pas avant l'horizon 2035.



Les autres sources d'énergie renouvelable électrique présentent des caractéristiques globalement bénéfiques à la sécurité d'approvisionnement. Outre l'hydraulique avec stations de pompage (STEP) et l'hydraulique sur lacs, qui sont déjà des sources de flexibilité essentielles pour le système électrique, la production éclusée présente un profil de production régulier avec des marges de manœuvre pour faire varier la production à l'échelle infra-journalière. La production au fil de l'eau ne présente pas de flexibilité mais offre un profil de production régulier.

La production d'électricité en cogénération à partir de biomasse solide ou de biogaz présente un profil de production de base (production sensiblement constante sur toute l'année) ou de semi-base. Comme l'hydraulique par éclusées, elles disposent même d'une certaine flexibilité infra-journalière leur permettant de contribuer à l'atteinte de l'équilibre offre-demande.

Les analyses réalisées par RTE dans le cadre du bilan prévisionnel concluent que l'intégration d'importantes capacités d'énergies renouvelables (plus de 100 GW installées à l'horizon 2035 dans Ampère) ne nécessitera pas de développer de nouvelles flexibilités pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande. Néanmoins, ce développement des énergies renouvelables électriques non pilotables, soulève de nouveaux défis qui pourront être traités en utilisant tous les leviers de flexibilités existants, notamment la flexibilité de la demande, le stockage et les interconnexions.



Le scénario retenu par le gouvernement dans le cadre de cette programmation conduit à des niveaux d'énergie éolienne de 34,1 à 35,6GW, et de photovoltaïque de 35,6 à 44,5GW en 2028. Sur la base des études réalisées par RTE, ces niveaux ne nécessitent pas de besoin supplémentaire de flexibilité sur la période de la PPE.

D'autres pays, y compris européens, présentent des taux de pénétration d'énergies renouvelables variables bien plus importants qu'en France sans pour autant subir de défaillance due à un déséquilibre offre-demande (voir exemple de l'Irlande ci-dessous).

La fermeture de moyens de production thermiques fossiles⁷²

En 2016, le parc électrique français comptait encore 6,67 GW de capacité de production d'électricité au fioul et 2,93 GW de capacité de production au charbon. Le 31 mars 2018, EDF a fermé sa dernière grande centrale de production d'électricité au fioul à Cordemais pour des raisons économiques. Le Gouvernement a de plus, fait part de son intention de fermer les centrales à charbon d'ici 2022 ou d'accompagner leur évolution vers des solutions moins carbonées, dans le cadre du Plan Climat. Le Gouvernement a également annoncé qu'il n'y aurait plus de nouveaux projets de centrales à gaz.

La disparition cumulée de ces capacités entre 2016 et 2022 a pour conséquence une baisse de flexibilité de l'offre d'électricité et un besoin accru de mobiliser d'autres moyens de flexibilité.

Les études réalisées fin 2017 par RTE et actualisées en 2018 ont confirmé la possibilité de fermer les dernières centrales au charbon d'ici 2022 tout en respectant les critères de sécurité d'approvisionnement tant au plan national que local dans le scénario de référence de la PPE.

5.3.5. Le développement de la flexibilité de la demande électrique : l'effacement

Les nouveaux usages de l'électricité et leur impact sur le profil de consommation

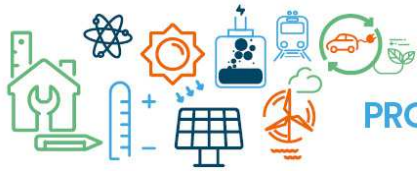
Les usages de l'électricité évoluent en permanence, avec notamment pour les particuliers le développement continu de nouveaux équipements électriques et électroniques pour le confort et le loisir, l'évolution des besoins en climatisation. De plus, l'objectif d'atteinte de la neutralité carbone à l'horizon 2050 encourage le transfert de certains usages vers l'électricité, dans les transports ou l'industrie. Le développement de la mobilité électrique pourrait en particulier avoir un impact significatif sur le système électrique selon la stratégie retenue pour la gestion de la recharge. Il est ainsi essentiel de développer des solutions d'optimisation de la charge des véhicules électriques (réglementaires, économiques, tarifaires...) afin de lisser la consommation et de limiter les impacts sur le réseau et le système électrique.

Les effacements de consommation, un levier de flexibilité utile au système électrique

Le code de l'énergie définit l'effacement de consommation d'électricité comme l'action visant pour un consommateur donné à baisser temporairement, sur sollicitation, son niveau de soutirage sur les réseaux de transport ou de distribution d'électricité par rapport à un programme prévisionnel de consommation ou à une consommation estimée.

Les effacements contribuent à équilibrer en temps réel l'ensemble du système électrique grâce à des délais de mobilisation courts. Les effacements ont vocation à remplacer les moyens de production de pointe comme les centrales thermiques pendant les pointes de consommation hivernales. Ils peuvent également permettre de limiter les besoins de renforcement du réseau et les coûts afférents. Les effacements de consommation peuvent être obtenus de deux manières :

⁷² Voir également chapitre 3.4.9. Le parc thermique fossile.



- *soit le consommateur est incité par son fournisseur à réduire sa consommation lors des périodes de pointe par un prix majoré dans le cadre de son contrat de fourniture : le code de l'énergie parle alors d'effacement indissociable de la fourniture.*

Historiquement, ce type d'offres a joué un rôle important, du fait de l'existence de certaines options tarifaires des tarifs réglementés de ventes construites sur ce principe, comme les tarifs « effacement jour de pointe » ou EJP ou les tarifs TEMPO. L'extinction de certains tarifs (tarif EJP bleu depuis 1998 et Tempo bleu professionnel à partir de 2004), ainsi que la fin des tarifs réglementés de vente jaune et vert au 1er janvier 2016, ont conduit à une réduction marquée du volume de ces effacements, lequel se situe désormais en dessous d'un gigawatt et ce, malgré les efforts consentis pour favoriser le développement de ce type d'effacements et en particulier l'ouverture à la concurrence du signal TEMPO en 2014. Cette tendance baissière devrait être infléchie et inversée dans les années à venir grâce au déploiement progressif du compteur Linky d'ici à 2021 qui permettra aux fournisseurs d'énergie de proposer, grâce aux fonctionnalités offertes par ce compteur, des offres différenciées selon les heures, les jours et les saisons, y compris en incluant des pointes mobiles. Cette possibilité de proposer des offres différenciées est d'ailleurs renforcée par l'intégration dans le TURPE 5 de plages horo-saisonnalisées et même, pour certains niveaux de tension, d'un signal de pointe mobile comme c'est le cas pour les professionnels raccordés en moyenne tension HTA.

- *soit l'effacement est réalisé chez le consommateur via l'action d'un opérateur d'effacement, qui propose un service dissociable d'une offre de fourniture.*

Ces dernières années ont également été marquées par une croissance des volumes d'effacements activés par les opérateurs d'effacement, acteurs économiques dont la valeur ajoutée est d'agréger des capacités d'effacement chez des clients finals (industriels, tertiaires ou diffus) et de valoriser ces capacités d'effacement sur les différentes échéances temporelles des marchés de l'électricité, l'agrégation permettant un foisonnement des capacités et une optimisation économique à la main des opérateurs qui peuvent ainsi élaborer des solutions innovantes pour répondre aux besoins en énergie et en capacité du système électrique.

Différents types de consommateurs et d'usages électriques chez ces consommateurs peuvent en pratique être effacés. Chez les particuliers (effacement « diffus »), c'est principalement sur le chauffage électrique, l'eau chaude sanitaire, ou la charge d'un véhicule électrique qu'est effectué l'effacement de la consommation électrique. Chez les consommateurs professionnels, industriels ou tertiaires, les effacements sont réalisés notamment à travers l'interruption d'un procédé de fabrication, par l'arrêt des systèmes de réfrigération dans des entrepôts tertiaires, ou par l'utilisation d'un moyen de production d'électricité local (groupe électrogène) se substituant à un soutirage sur le réseau public d'électricité.

Le cadre de valorisation des effacements de consommation

Afin d'encourager le développement des capacités d'effacement, la France a mené une profonde réforme de son marché de l'électricité visant à ouvrir l'ensemble des mécanismes de marché aux effacements, afin que ceux-ci puissent y participer, au même titre que les installations de production d'électricité.

Les effacements industriels (depuis 2003) et les effacements diffus (depuis 2007) peuvent participer au mécanisme d'ajustement opéré par RTE, qui vise à assurer en temps réel l'équilibre offre-demande et une exploitation sûre du réseau. En 2017, près de 27 GWh d'effacement ont été activés sur le mécanisme d'ajustement, pour une capacité moyenne déposée sur le mécanisme d'ajustement de 726 MW.

Les effacements peuvent également participer aux différentes réserves contractualisées par RTE pour l'équilibrage du système⁷³:

⁷³ Pour mener à bien ses missions d'équilibrage du système et garantir sa sûreté, RTE s'assure de disposer à tout moment de réserves de flexibilité suffisantes pour équilibrer les injections et les soutirages sur le réseau. Certaines de ces réserves (réserves rapides et complémentaires) sont mobilisées via le mécanisme d'ajustement. Chacune de



- participation aux services système (réserves dites « primaire » et « secondaire ») pour les sites raccordés au réseau de transport depuis l'ouverture d'une expérimentation le 1er juillet 2014. La réserve primaire comptait en 2017 environ 80 MW d'effacement (soit près de 15% de celle-ci) ;
- participation aux réserves rapide et complémentaire depuis 2011 avec une ouverture progressivement renforcée qui a permis d'atteindre une participation des capacités d'effacement à hauteur de 500 MW dans les réserves rapides et complémentaires en 2017 (50% de la réserve rapide).

Depuis le 1er janvier 2014, les effacements peuvent également être échangés entre acteurs de marché sur le marché de l'énergie, via le mécanisme dit « NEBEF ». Ainsi, pour un fournisseur d'électricité, l'achat de 1 MWh d'électricité produite et de 1 MWh d'électricité effacée sont strictement équivalents. En 2017, près de 40 GWh d'effacement ont été échangés via ce dispositif.

Enfin, les effacements peuvent participer au mécanisme de capacité, opérationnel depuis le 1er janvier 2017.

En complément de ces mécanismes de marché, la loi relative à la transition énergétique pour une croissance verte a également prévu la possibilité de lancer des appels d'offres visant à développer la capacité d'effacement existante en France, de manière à favoriser l'atteinte des objectifs inscrits dans la PPE relativement au développement des flexibilités. La mise en œuvre de ce dispositif a nécessité d'obtenir préalablement la validation du dispositif par la Commission européenne, au titre du régime des aides d'Etat ; procédure d'approbation au cours de laquelle la Commission a souhaité que soient mis en œuvre des critères concurrentiels devant assurer la compétitivité de l'appel d'offres et le caractère proportionné du soutien apporté à la filière. Le dispositif a été formellement approuvé le 7 février 2018 pour une durée de 6 années, allant jusqu'au 31 décembre 2023. Cette approbation a permis de sécuriser la réalisation d'appels d'offres annuels, dont les cibles en volumes pour chaque année sont rappelées ci-dessous.

Trajectoire objectif (en MW)	Volume annuel de l'appel d'offres effacement	Dont catégorie >1MW	Dont catégorie <1MW
2018	2200	1900	300
2019	2500	2000	500
2020	2900	2100	800
2021	2000	1000	1000
2022	1800	500	1300
2023	2000	500	1500

Tableau 40 : Volumes cibles pour chaque exercice de l'appel d'offres

Au total, pour l'année 2018, le volume de capacités d'effacement disponibles pour assurer la sécurité d'approvisionnement pendant les périodes de pointe peut être estimé à 2 700 MW. Cela correspond à environ 2 000 MW de capacités d'effacement certifiées sur le mécanisme de capacité, auxquels s'ajoutent près de 700 MW d'effacement réalisés par les fournisseurs.

ces réserves fait l'objet de contractualisations entre RTE et des acteurs qui sont ensuite rémunérés pour mettre à disposition des capacités concernées (indépendamment de leur éventuelle sollicitation).



Le gisement actuel d'effacements et les perspectives de développement de la filière

Le chiffre de 2700 MW de capacités d'effacement existantes en France est à mettre en regard du gisement qu'il est techniquement possible de développer et économiquement pertinent de faire émerger. Ce gisement atteignable dépend de plusieurs facteurs, et notamment de l'évolution future du mix électrique, des coûts de déploiement des nouvelles capacités d'effacement et de la valeur que la collectivité est prête à consacrer pour soutenir le développement de cette activité.

Depuis le précédent exercice de la PPE, plusieurs études – parues en 2017 – ont eu pour objet d'évaluer les perspectives de développement de l'effacement en France :

- l'étude de l'ADEME⁷⁴ qui s'intéressait spécifiquement aux effacements industriels et tertiaires ;
- l'étude de RTE⁷⁵ qui, dans la continuité des premiers travaux sur les réseaux électriques intelligents de 2015, se proposait d'établir des cibles de développement pertinentes pour les différentes filières de l'effacement (diffus, tertiaire et industriel) à l'horizon 2030.

Ces travaux permettent de dresser les constats suivants :

- la valeur des effacements est très largement capacitaire (selon l'ADEME 95% des revenus de la filière sont capacitaires) ;
- la poursuite de la diversification du mix électrique devrait renforcer les opportunités de développement de la filière.

Au vu des résultats des études de l'ADEME et de RTE, le chiffre de 5 GW de capacités d'effacements industriels et tertiaires (dont capacité interruptible) constitue une borne haute : ce montant correspondant selon l'ADEME à la fourchette haute du gisement économiquement atteignable avec une rémunération de 60k€/MW⁷⁶, et est confirmé par les estimations de RTE à l'horizon 2030⁷⁷. Toujours selon les analyses du gestionnaire du réseau de transport d'électricité, à l'heure actuelle, le gisement économiquement pertinent serait voisin de 3 GW. S'agissant de l'effacement diffus, à l'horizon 2030, l'étude réalisée par RTE évoque un potentiel :

- de 300 000 foyers, gros consommateurs, équipés de dispositifs de pilotage en temps réel de la consommation ;
- un pilotage de différents usages – dont le chauffage – via les compteurs communicants : avec 7 millions foyers pour le pilotage de l'eau chaude sanitaire, 5 millions de foyers pour le pilotage des véhicules électriques et 700 000 foyers pour le chauffage.

Au vu de ces éléments, un potentiel d'effacement diffus de l'ordre de 1,5 GW à l'horizon 2030 semble cohérent. Au total, c'est donc un objectif de 6,5 GW de capacité d'effacement – inchangé par rapport à la précédente PPE – qui est visé à l'horizon 2028.

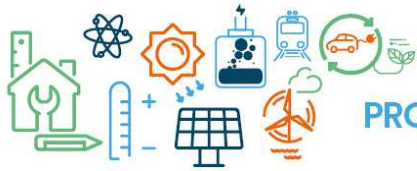
Il est en revanche proposé de retenir une approche plus progressive pour le point de passage pour 2023, en ramenant celui-ci à 4.5 GW afin de définir une trajectoire de croissance affinée de la filière vers cet objectif à l'horizon 2028.

74. L'effacement de consommation électrique en France – Évaluation du potentiel d'effacement par modulation de process dans l'industrie et le tertiaire en France métropolitaine, ADEME, 2017.

75. Réseaux électriques intelligents. Valeur économique, environnementale et déploiement d'ensemble, RTE, juin 2017.

76. Gisement correspondant au scénario « haut » et à une rémunération de 60k€/MW.

77. Voir les conclusions de l'étude précitée de RTE sur les perspectives de développement, à l'horizon 2030, des capacités d'effacement industrielles et tertiaires.



Ce rééchelonnement dans l'atteinte de la cible visée pour 2028 – qui ne remet pas en cause le rôle que la filière est amenée à jouer à terme - peut s'expliquer par :

- une vision initialement optimiste sur le besoin en nouvelles capacités à qui, faute de s'être matérialisée, n'a pas permis de justifier économiquement un développement de l'effacement au rythme prévu dans la première PPE ;
- un enjeu de consolidation technique et de renforcement de la fiabilité de la filière, qui a conduit à écarter un certain volume de capacités offertes par le passé par les opérateurs d'effacement, au motif qu'elles ne remplissaient pas les standards de fiabilité légitimement attendues⁷⁸;
- un enjeu d'évolution du cadre de soutien à l'effacement, afin de répondre au mieux aux attentes de la filière.

Le cadre dans lequel s'effectue l'appel d'offres effacement est en effet le fruit d'une négociation avec les autorités communautaires en charge de la concurrence ; lesquelles ont imposé la mise en œuvre de mesures visant à assurer la compétitivité de l'appel d'offres et le caractère proportionné du soutien public apporté à la filière.

Des ajustements de ce cadre pourront être envisagés pour tenir compte des résultats des deux premiers appels d'offres organisés, ajustements qui nécessiteront une mobilisation des différentes parties prenantes.

Ces ajustements devront être compatibles avec le droit communautaire relatif aux aides d'Etat, ce qui pourrait nécessiter, pour certains, des échanges avec les services de la Commission.

Le présent exercice de la PPE permet de confirmer l'objectif de 6,5 GW à l'horizon 2028, tout en retenant une approche plus progressive le point de passage à 2023 en ramenant celui-ci à 4,5 GW.

Mesures :

- Favoriser l'exploitation des gisements de flexibilité, en particulier dans l'industrie et le tertiaire ;
- Cibler le soutien sur les effacements obtenus par report ou renoncement à une consommation en supprimant à partir de 2020 le soutien aux effacements réalisés à partir de groupes électrogènes ;
- Faire évoluer les règles de valorisation pour une fiabilisation de la filière, notamment concernant les modalités de contrôle des effacements réalisés;
- Améliorer et simplifier le cadre de soutien aux effacements pour répondre au mieux au besoin de la filière, dans le respect du droit communautaire en matière d'aide d'Etat ;
- Approfondir, avec ENEDIS et l'ADEeF, les possibilités de recours à la modulation de la demande pour gérer les problématiques locales d'exploitation des réseaux de distribution ;
- Encourager le développement par les fournisseurs d'offres incitant à la flexibilité, tirant parti des potentialités nouvelles offertes par les compteurs communicants.

78. Présentation sur les effacements de consommation effectuée lors de la commission d'accès au marché du CURTE organisée le 27 janvier



5.3.6. Le stockage d'électricité

Le stockage de l'électricité, apporte une réponse aux enjeux liés à la variabilité de la production et de la consommation. Le stockage permet d'aplanir les pointes de production et de transférer l'énergie vers les pointes de consommation et ce à différentes échelles temporelles (allant de quelques secondes/minutes à plusieurs mois voire années en fonction des technologies). Le stockage de l'énergie apparaît ainsi comme une solution complémentaire aux effacements et au déploiement de réseaux intelligents pour accroître la part des énergies renouvelables.

Les services rendus par le stockage pour le système électrique sont de natures différentes :

- Production d'électricité : optimisation de la production (ex : lissage, suivi de charge, déplacement de la production, arbitrage marché) ;
- Transport et distribution d'électricité : participation aux services systèmes conformément aux codes de réseau, arbitrage avec la construction de nouvelles lignes, optimisation de la gestion du réseau, contrôle de la tension et sécurisation de la distribution ;
- Consommation : diminution de la pointe de consommation, continuité de la fourniture, autoconsommation voire autonomie énergétique sur des sites isolés.

La loi ne fixe aujourd'hui aucun objectif sur le stockage de l'électricité.

État des lieux des technologies

Il existe à ce jour un grand nombre de technologies de stockage d'électricité, chacune avec des coûts, des degrés de maturité et des caractéristiques techniques de puissance, énergie, temps de réponse, durées d'intervalles entre charge et décharge, densité énergétique différentes visant des marchés de stockage centralisé, distribué ou diffus. En permettant de répondre à des services différents, les technologies offrent ainsi une certaine complémentarité les unes par rapport aux autres. Les solutions de stockage d'énergie se divisent en trois catégories principales :

Le stockage « mécanique » :

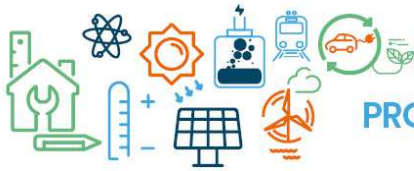
- les installations utilisant l'énergie mécanique potentielle telles que les Stations de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP), les barrages hydro-électriques, le stockage d'énergie par air comprimé (CAES – Compressed Air Energy Storage), qui sont plutôt des technologies de stockage centralisé et qui sont capables de restituer l'électricité sur des périodes allant de la journée à la semaine ;
- les installations utilisant l'énergie mécanique cinétique telles que les volants d'inertie, qui sont plutôt des moyens de stockage de très court terme.

Le stockage « électrochimique » :

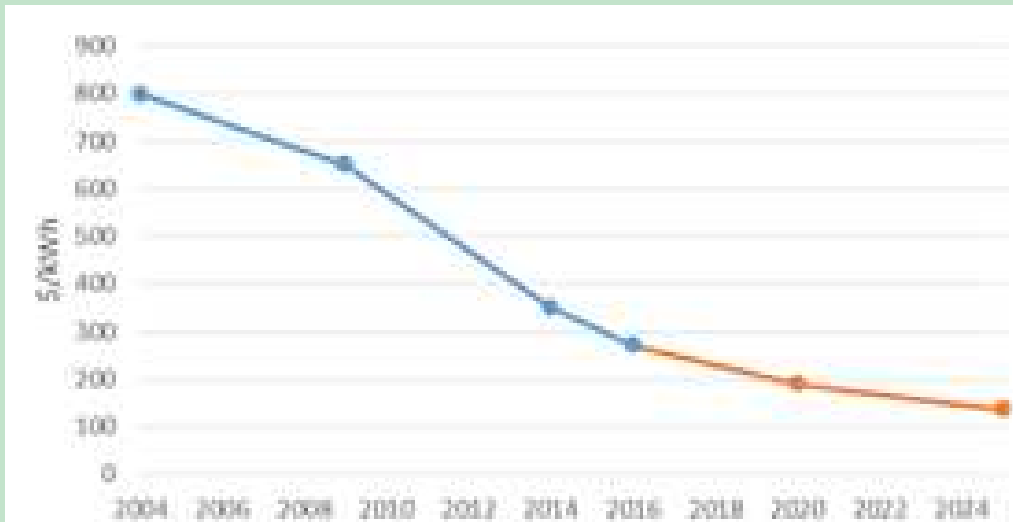
- les piles, batteries, condensateurs sont des technologies de stockage décentralisées ou diffuses plutôt adaptées à un stockage de très court terme (quelques secondes/minutes) ou de court terme (de l'ordre de la journée) ;
- l'hydrogène produit par électrolyse est quant à lui plutôt considéré comme un moyen de stockage inter-saisonnier via le power-to-gas, même si l'électrolyseur est également capable de fonctionner rapidement sur demande ;

Le stockage « thermique », par chaleur latente ou sensible (ex : ballons d'eau chaude), pour du stockage de l'ordre de la journée ou de plusieurs jours.

A l'heure actuelle, aucune technologie de stockage d'électricité ne permet de couvrir l'ensemble de ces services simultanément et les services rendus peuvent également dépendre du positionnement de l'installation sur les réseaux électriques.



Encadré 10 : Evolution du prix des batteries Li-ion entre 2004 et 2016 et tendancier à 2025



État des lieux du stockage en France

Les STEP et les barrages hydroélectriques constituent actuellement le moyen de stockage à grande échelle le plus important en France (4,3 GW de STEP et 13 GW d'hydraulique avec réservoir). Il est estimé qu'il existe encore un potentiel d'environ 2 GW en France continentale pour cette technologie. Les STEP restent aujourd'hui les seuls moyens de stockage « économiquement compétitifs », même si les conditions de marché actuelles ne permettent pas de rentabiliser un nouvel investissement sans des aides à court terme. A cela s'ajoutent 13 à 20 TWh de stockage thermique via les ballons d'eau chaude.

Les perspectives de développement

Dans des mix électriques comprenant une part très importante d'énergies renouvelables variables, différents types de stockage sont nécessaires pour assurer l'équilibre offre-demande, par exemple :

- A très court terme, des moyens capables de réagir très rapidement, tels que des batteries, volants d'inertie, ou supercondensateurs, sont utiles pour compenser une éventuelle baisse de fréquence, et d'autant plus rapide que le système comportera moins d'inertie avec le développement accru de photovoltaïque ou d'éolien ;
- Des moyens de court terme (journalier) comme des batteries ou des STEP, permettent de passer la pointe du soir, par exemple en utilisant d'éventuels surplus de production solaire à midi pour les restituer à la pointe ;
- Des moyens de plus long terme (infra-hebdomadaires à inter-saisonnier) permettront de pallier par exemple plusieurs jours sans vent ou sans soleil. Il s'agit donc d'un besoin pour des moyens de stockage « longs » auxquelles sont susceptibles de répondre les STEP mais également d'autres technologies de stockage telles que l'hydrogène, le stockage d'énergie par air comprimé, certaines formes de stockage thermique.

Les besoins dans chacun de ces types de stockage sont intrinsèquement liés au mix électrique qui est envisagé en France continentale, mais également à celui de nos voisins européens.

A l'horizon de la PPE, en 2028, avec la pénétration des énergies renouvelables et l'évolution du mix électrique fixés par la présente PPE, il n'y a pas de besoins additionnels de stockage pour assurer



l'équilibre offre-demande. Le système électrique métropolitain, intégré au système électrique européen, a déjà suffisamment de résilience.

Ce constat reste valable jusqu'à l'horizon 2035 dans les scénarios Volt et Ampère présentés par RTE dans son bilan prévisionnel :

- Dans le scénario Volt (40 % d'ENR et 56 % de nucléaire en 2035 – 55 GW), les flexibilités sur la consommation suffisent à répondre aux besoins de flexibilité du système électrique. Les caractéristiques du système telles qu'envisagées par RTE ne permettent pas de rentabiliser les investissements dans des actifs de stockage.
- Dans le scénario Ampère (50 % d'ENR et 46 % de nucléaire en 2035 – 48,5 GW), les besoins en nouvelles flexibilités sont également faibles à l'horizon 2035 et peuvent de la même façon être assurés par de l'effacement. Le stockage reste une solution moins compétitive à cet horizon de temps.

Les analyses de RTE indiquent toutefois que cette absence de besoin de flexibilité nouvelle est dépendante des capacités pilotables installées en France, notamment nucléaires.

Dans une variante du scénario Ampère (« Ampère + »), dans laquelle le parc nucléaire est substitué plus rapidement par des énergies renouvelables en dessous du seuil de 50% et atteint 38,5 GW en 2035, des besoins de flexibilité supplémentaires apparaissent. RTE envisage ainsi les flexibilités suivantes : + 3,5 GW d'effacement, + 2 GW de nouvelles STEP et + 2 GW de stockage par batteries, selon une logique d'additivité des flexibilités plutôt que de concurrence entre elles.

Le développement des énergies renouvelables couplé au déclassement à terme du parc nucléaire existant pourra donc nécessiter après l'horizon de la PPE de nouveaux besoins de flexibilité pour satisfaire l'équilibre offre/demande du système électrique. Compte tenu du temps nécessaire pour mettre en service certains investissements ou développer certaines filières, il est nécessaire de mettre en place des actions au cours de la PPE.

En ce qui concerne les STEP, il est nécessaire d'anticiper les décisions de réaliser ces projets, au regard de la durée des procédures et travaux à engager (près de 10 ans) et dans la mesure où ces décisions doivent être intégrées dans des procédures d'octroi de concession. Un potentiel de développement de 1,5 GW de STEP a déjà été identifié et pourrait être développé dans le cadre de la remise en concurrence des concessions hydro-électriques devant être attribuées avant 2025. Il semble utile de le développer au regard des besoins du système électrique en besoin journalier et infra-hebdomadaire attendus aux horizons 2030 à 2035.

De plus, outre l'hydrogène (traité en partie 3.3.3.), plusieurs usages impliquent d'ores et déjà le développement du stockage par batterie d'ici 2028, en lien avec la baisse rapide observée du coût de cette technologie (cf. graphique ci-dessous) :

- l'utilisation de batterie pourrait être envisagée pour fournir des services systèmes (par exemple du réglage primaire et secondaire de fréquence, car les batteries ont des temps de réaction très rapide). Le potentiel de marché accessible reste cependant limité (concurrence avec les moyens de production et d'effacement, réserves totales inférieure à 2 GW) ;
- il peut également être attendu un développement des batteries chez les particuliers, en lien avec le développement de l'autoconsommation, afin de maximiser les taux d'autoconsommation ;
- le développement du véhicule électrique va également diffuser des batteries sur le territoire, donc de nouveaux services de flexibilité associés pourront être testés : c'est le concept du « véhicule-to-grid » dans lequel la batterie du véhicule est utilisée comme un moyen de flexibilité (charge ou décharge) lorsque le véhicule est connecté à la borne de recharge ;



- enfin, le stockage pourrait également permettre d'éviter ou de différer des investissements pour le renforcement des réseaux afin d'éviter les congestions locales lorsque les énergies renouvelables produisent en même temps dans des zones contraintes en termes de réseau et ainsi éviter leur écrêtement.

Encadré 11 : Expérimentation d'une ligne virtuelle

La ligne virtuelle « Ringo », conçue par RTE, consistant en un système de stockage-déstockage simultané sur batteries, à trois endroits du réseau, où les lignes sont congestionnées et absorbent une forte proportion d'énergies renouvelables variables. Les batteries testées ont une capacité de 12 MW pour 24 MWh sur chaque site. L'expérimentation se déroulera sur 3 ans (de 2020 à 2023). A partir de 2023, les batteries seront alors exploitées par des tiers et pourront rendre plusieurs services : réglage de la fréquence, ajustement production/consommation, résolution de congestions, etc. L'utilisation de batteries, en substitution de renforcement de réseau, pourrait ainsi trouver un espace économique au cours de la période couverte par la PPE.

Mesures :

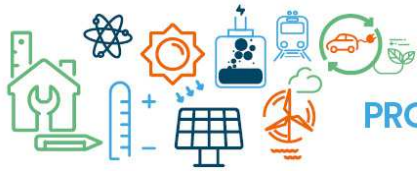
- Engager, au cours de la première période de la PPE, les démarches permettant le développement des stations de pompage d'électricité pour un potentiel de 1,5 GW identifié en vue des mises en service des installations entre 2030 et 2035 ;
- Mettre en place au cours de la première période de la PPE le cadre permettant de généraliser d'ici à 2028 le développement de « lignes virtuelles » à l'aide d'installations de stockage par batterie afin d'éviter les renforcements de réseau et les phénomènes d'écrêtements des énergies renouvelables ;
- Poursuivre les efforts de R&D amont ou de démonstration (ex : programme des investissements d'avenir pour les démonstrateurs, fonds unique interministériel pour des projets de recherche collaboratif, soutien de projets de recherche et développement par l'ANR, concours d'innovation pour les petites structures, mais également des démonstrateurs de services au réseau tels que le projet Ringo porté par RTE) visant à développer des solutions de stockage d'électricité compétitives, qui pourraient permettre, à moyen terme, la poursuite de l'augmentation de la part des énergies renouvelables dans le mix électrique ;
- En lien avec les comités de filière, rechercher les possibilités de développer une filière française de production de batteries et fournir un plan ambitieux intégrant tous les paramètres de stockage d'ici à mi 2019.
- Compte tenu des possibilités existantes, étudier l'intérêt de la réutilisation de cavités salines pour le stockage d'hydrogène.

5.3.7. Les enjeux de sécurité d'approvisionnement à 2028

Les prévisions de RTE sur l'équilibre offre-demande

Dans son bilan prévisionnel 2017, RTE s'est livré à un exercice de prospective important, présentant cinq scénarios du système électrique avec des hypothèses sur la production, la consommation, les moyens de flexibilité et d'interconnexion, à horizon 2035, avec des jalons à 2025 et 2030.

Tous les scénarios étudiés font état d'une stagnation ou d'une légère baisse des consommations annuelles d'électricité, même dans le cas d'un développement important de la mobilité électrique. En effet, dans tous les scénarios, les effets baissiers de l'efficacité énergétique égalent ou dépassent les

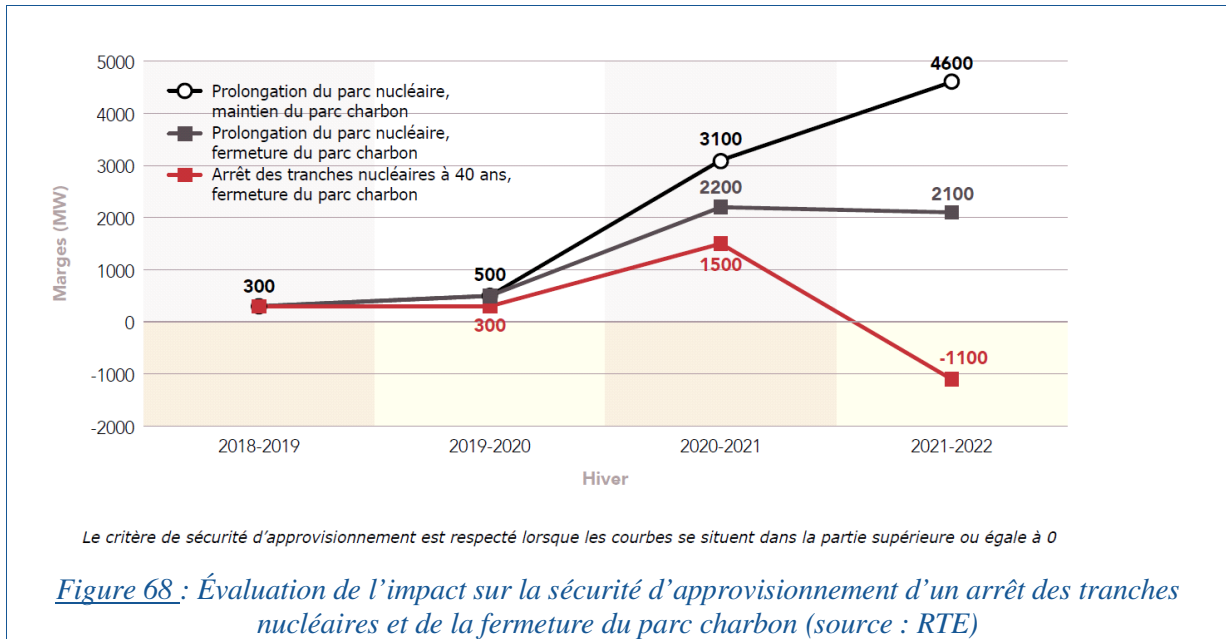


SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT, DÉVELOPPEMENT
DES RÉSEAUX, DU STOCKAGE, DES FLEXIBILITÉS ET
DE LA PRODUCTION LOCALE

PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE
2019-2023 2024-2028

effets haussiers associés aux transferts d'usage. Cette diminution permet de dégager dans la durée des marges de manœuvre en termes de sécurité d'approvisionnement. Les scénarios démontrent également qu'il est possible d'atteindre en 2035 une production électricité renouvelable supérieure à 40 % sans mettre en péril le système électrique.

La fermeture récente des centrales au fioul et la perspective de la fermeture des centrales à charbon d'ici 2022 avec une croissance progressive des énergies renouvelables fait de la période 2018-2020 la période la plus tendue en termes de sécurité d'approvisionnement.



A partir de 2020, la fermeture simultanée des centrales à charbon et des tranches nucléaires à 40 ans aboutirait à un non-respect du critère, à moins de développer de manière massive de nouveaux moyens de production dans des délais très courts. Le développement de moyens thermiques générerait des émissions de gaz à effet de serre et la rentabilité à long terme de ces moyens n'est pas garantie en raison du développement des énergies renouvelables en France et en Europe, qui se poursuivra au-delà de 2025.

A plus long terme, la nature des risques sur la sécurité d'approvisionnement évolue avec le développement des énergies renouvelables : les épisodes de tension pourront durer moins longtemps et concerner des volumes d'énergie moins importants, mais pourront intervenir plus souvent et notamment en dehors des périodes hivernales. Ces prévisions confirment le besoin d'un développement des flexibilités ainsi que des interconnexions pour assurer la sécurité d'approvisionnement dans la durée, en bénéficiant du foisonnement des énergies renouvelables au niveau européen.

Le scénario retenu par le gouvernement prend en compte l'ensemble de ces contraintes en proposant un calendrier de fermeture des centrales au charbon et de réacteurs nucléaires, afin de garantir la sécurité d'approvisionnement.

La participation du nucléaire à la sécurité d'approvisionnement

A travers le monde, les réacteurs nucléaires fonctionnent le plus souvent à un niveau de puissance constant pour des motifs économiques : il est plus rentable de faire fonctionner les réacteurs à pleine puissance que de ne pas les utiliser car il n'y a pas de gain économique sur le combustible en cas d'arrêt d'un réacteur, contrairement aux énergies fossiles.

A contrario, en France, le parc nucléaire a été conçu pour fonctionner en suivi de charge et ainsi ajuster en permanence la production d'électricité à la consommation. Aujourd'hui, le coefficient de charge



moyen du parc français est ainsi relativement bas si on le compare à d'autres références à l'international : il est ainsi de 72 % en France alors que le parc de l'opérateur Exelon aux États-Unis a par exemple un coefficient de charge de 90 %. Outre les enjeux technologiques et opérationnels que représente ce fonctionnement en suivi de charge, le parc français s'est ajusté économiquement à un tel fonctionnement.

Avec l'intégration croissante des énergies renouvelables, le parc nucléaire devra s'adapter demain à de nouveaux facteurs de variabilité, dans un contexte où la progression concomitante des interconnexions permettra de bénéficier de manière renforcée des capacités flexibles de nos voisins européens pour notre propre sécurité d'approvisionnement.

Les interactions entre la sécurité d'approvisionnement en électricité et en gaz

Les systèmes électrique et gazier sont interdépendants :

- Lorsqu'il y a de grands froids, le chauffage gaz est fortement sollicité et le chauffage électrique également. Il ne doit pas être possible d'interrompre l'approvisionnement des centrales gaz qui sont fortement sollicitées ;
- Une crise électrique peut entraîner des difficultés d'acheminement du gaz, étant donné que le réseau gazier, du réseau de transport jusqu'aux installations chez le client final, ne peut fonctionner correctement sans électricité.

Cette interdépendance devrait s'accroître avec la mise en service d'une nouvelle centrale à gaz à Landivisiau et la fermeture des centrales au fioul et au charbon. Or, les pointes de consommation électrique ayant lieu lors des jours très froids d'hiver, ce qui coïncide avec les pointes de consommation de gaz, un déficit d'approvisionnement en gaz, conjugué à une vague de froid, peut avoir des conséquences sur l'approvisionnement en électricité.

Les dépendances entre les deux systèmes peuvent également être localisées comme en Bretagne ou en PACA où le réseau électrique est contraint, rendant nécessaire le fonctionnement de certaines centrales à gaz. Aujourd'hui, l'approvisionnement en gaz des centrales électriques peut être interrompu en application de clauses d'interruptibilité de leurs contrats d'approvisionnement.

Il convient d'approfondir la coordination existante entre GRTgaz/Téréga (ex TIGF) et RTE pour examiner plus précisément les liens de dépendance entre crises électriques et crises gazières, et en particulier les conséquences d'une crise gazière sur le système électrique, via son effet sur les centrales à gaz, en tenant compte du fait que la demande électrique est beaucoup plus variable dans la journée que la demande gazière, et que le délestage peut être plus facilement mis en place, de manière localisée et tournante, pour l'électricité.

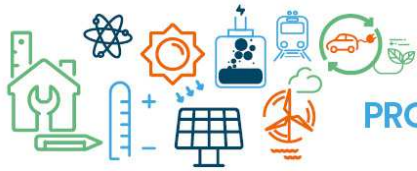
Mesure : approfondir la coopération entre les gestionnaires des réseaux de transport de gaz et d'électricité sur les risques pour le système électrique en période de tension sur le système gazier et mettre en place des procédures de gestion de ces modes de défaillance communs.

5.4. La sécurité d'approvisionnement en uranium

Pour les besoins de la production nucléaire, le parc nucléaire français a recours à différents types de combustibles nucléaires conçus à partir d'uranium (UO_x, MO_x ou URE). La sécurité d'approvisionnement en uranium relève d'EDF, qui gère l'ensemble du parc électronucléaire français.

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

- l'évolution du parc nucléaire et de ses modalités de fonctionnement ;



- la stratégie de recyclage des combustibles usés, notamment avec l'utilisation du combustible « MOX » qui permet de réduire l'approvisionnement en uranium naturel.

La consommation d'EDF pour le parc français représente environ 8 000 tonnes d'uranium naturel par an, soit environ 13% de la consommation mondiale qui s'élève à environ 62 000 tonnes (données 2016).

Les ressources conventionnelles mondiales sont estimées à 7,6Mt, et correspondent à un ratio ressources/production de plus de 120 ans à consommation constante. Ces ressources sont globalement bien réparties sur le plan géographique avec principalement l'Australie (1,8 MtU), l'Afrique (1,6 MtU), l'Asie Centrale (1,4 MtU), l'Amérique du Nord (1,1 MtU). Le risque de pénurie est donc relativement faible et ce, alors que le marché de l'uranium reste déprimé depuis l'accident de Fukushima-Daiichi, avec un prix moyen très bas de 22€/livre.

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

- la diversification géographique et commerciale des sources d'approvisionnement pour chaque étape du cycle du combustible (la mine, la conversion, l'enrichissement et la fabrication des assemblages). Cette diversification est particulièrement importante sur la mine, puisqu'EDF se fournit principalement dans 5 pays (le Niger, le Kazakhstan, le Canada, l'Australie et la Russie) auprès de 6 fournisseurs différents ;
- la sécurisation contractuelle sur le long terme. Les besoins d'EDF pour chaque étape du cycle sont couverts en règle générale pour une dizaine d'années auprès de ses principaux fournisseurs ;
- la gestion des stocks. EDF conserve des stocks importants d'uranium sur l'ensemble du cycle du combustible nucléaire (mine, conversion, enrichissement, combustible neuf, combustible en réacteur, combustible en réserve). Ces stocks permettent d'assurer un fonctionnement des réacteurs du parc électronucléaire français sur plusieurs années, répondant ainsi aux risques de rupture d'approvisionnement.

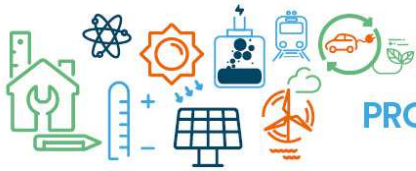
L'approvisionnement en uranium ne représente toutefois pas le seul enjeu pour la sécurité d'approvisionnement : la robustesse des procédés industriels de fabrication de ce combustible et des capacités d'entreposage liées à ces activités peuvent également jouer un rôle dans cette perspective. En effet, une interruption longue de certaines usines du cycle, ou une saturation des capacités d'entreposage des combustibles usés pourraient conduire à une interruption contrainte de réacteurs nucléaires sur le territoire.

Mesure : S'assurer de l'obligation réglementaire de constitution d'un stock d'uranium par EDF pour l'exploitation de son parc électronucléaire, ainsi que du maintien optimal en conditions opérationnelles des installations du cycle du combustible et de la disponibilité de capacités d'entreposage adaptées.

Encadré 12 : Les enjeux « ressources » de la programmation pluriannuelle de l'énergie et de la transition énergétique

Changement climatique et ressources : un double lien

Utiliser moins, plus longtemps et mieux les ressources naturelles contribue à réduire les émissions de gaz à effet de serre et donc à lutter contre le changement climatique. Le Groupe international des experts sur les ressources (GIER) a élaboré des scénarios de réduction de la consommation de ressources naturelles par rapport à un scénario d'évolution basé sur les tendances actuelles. Le scénario « efficacité + » combine des politiques ambitieuses d'utilisation efficace des ressources et de lutte contre le changement climatique visant à maintenir le réchauffement de la température dans les limites des 2°C. Dans ce scénario, les bénéfices économiques annuels s'élèvent à plus de 2 000 milliards de dollars US à l'horizon 2050 par rapport au scénario tendanciel.



Le déploiement des infrastructures de production d'énergie éolienne et solaire, de stockage, de distribution, recours plus important à la biomasse, le développement de la mobilité électrique, ainsi que l'amélioration de l'efficacité énergétique (isolation des bâtiments, recours accru au numérique, généralisation des LED, etc.) conduisent à une modification de la structure de nos besoins en matières : moins de ressources énergétiques fossiles (gaz, pétrole, charbon), plus de biomasse et de ressources minérales. Cette évolution s'inscrit dans un contexte de forte croissance de la demande en ressources naturelles au niveau mondial. Ainsi, dans son scénario « efficacité + », le GIER estime qu'en 2050, 50 milliards de tonnes de matières supplémentaires seront extraites par rapport à 2015 au niveau mondial (dont + 45 milliards de tonnes de minéraux non métalliques, principalement des minéraux de construction, + 4 milliards de tonnes de métaux, + 7 milliards de tonnes de biomasse, et – 6 milliards de tonnes de ressources énergétiques fossiles), soit 50 milliards de tonnes de moins que dans le scénario de référence.

Des difficultés d'approvisionnement variables selon les ressources :

- *Les granulats et le ciment pour le béton* sont présents sur le territoire national. Ces ressources sont disponibles en quantité suffisante pour ne pas craindre de difficultés d'approvisionnement à condition que les sites qui peuvent les produire soient accessibles ;
- *Les métaux* sont issus des marchés internationaux. Leur approvisionnement s'inscrit dans une concurrence internationale. Celle-ci est plus ou moins exacerbée selon les matières considérées. Les métaux « critiques » (cobalt, gallium, indium, scandium par exemple) peuvent présenter des risques sur le court/moyen terme. Les usages et les technologies liés à ces métaux évoluent rapidement ce qui rend difficile l'anticipation de leur consommation ;
- *Le cuivre notamment* pourrait devenir une matière première critique à moyen/long terme.

Dans tous les cas il est important de mettre en place des boucles de réutilisation des ressources en fin de vie des équipements pour alléger la pression sur les ressources. C'est pourquoi le gouvernement a adopté en 2018 une Feuille de route économie circulaire qui permettra d'améliorer le recyclage et d'accompagner les filières émergentes.

Des coûts environnementaux croissants, en particulier pour les métaux, et plus ou moins maîtrisés selon les ressources minérales

Produits localement, les impacts environnementaux de l'extraction et de la production des granulats et du ciment peuvent être anticipés et contrôlés.

Pour les minerais et métaux importés, les impacts environnementaux sont « délocalisés » notamment vers les pays émergents où les réglementations environnementales (et sociales) n'ont pas le même niveau d'exigence que dans les pays occidentaux.

Dans la mesure où les gisements deviennent de plus en plus difficiles à mobiliser ou présentent de plus faibles teneurs en substance, les coûts économiques et environnementaux de leur extraction et de leur production ont vocation à augmenter.

Enjeux associés aux besoins supplémentaires en biomasse

Pour couvrir les besoins supplémentaires en biomasse du fait de la transition énergétique, différentes ressources en biomasse doivent être mobilisées et donc plusieurs filières (bois, résidus de culture et d'élevage, cultures pérennes, cultures intermédiaires à vocation énergétique, bois, déchets).

La stratégie nationale de mobilisation de la biomasse réalise une évaluation des ressources supplémentaires de biomasse nécessaires pour satisfaire la demande en biomasse à des fins notamment énergétiques à l'horizon 2018 et 2023 tels que prévus dans la programmation pluriannuelle de l'énergie (cf. infra 5.5.)



5.5. La sécurité d’approvisionnement en biomasse

La transition énergétique et l’économie verte nécessitent de maîtriser le recours aux ressources fossiles dans tous les domaines et de mieux valoriser les ressources renouvelables disponibles au niveau national, notamment la biomasse au vu des atouts dont dispose la France en ce domaine. La stratégie nationale bas carbone envisage à long-terme un quintuplement du recours aux usages non-alimentaires de la biomasse (bois-construction, chimie verte, biomatériaux, bioénergies, etc.). Dans ce contexte, la mise en place de stratégies (à l’échelle nationale et à l’échelle régionale) de mobilisation de la biomasse prend tout son sens.

La valorisation énergétique de la biomasse prend sa place au sein d’autres usages. Le schéma ci-dessous illustre le fait que la valorisation énergétique s’inscrit dans une hiérarchie des ressources biomasse qui donne la priorité aux usages alimentaires, puis bio-fertilisants, puis matériaux, puis molécules, puis carburants liquides, puis gaz, puis chaleur, puis électricité. Cette hiérarchie repose sur le principe d’utilisation en cascade de la biomasse : des produits utilisés en matériaux pourront être utilisés en énergie en fin de vie.

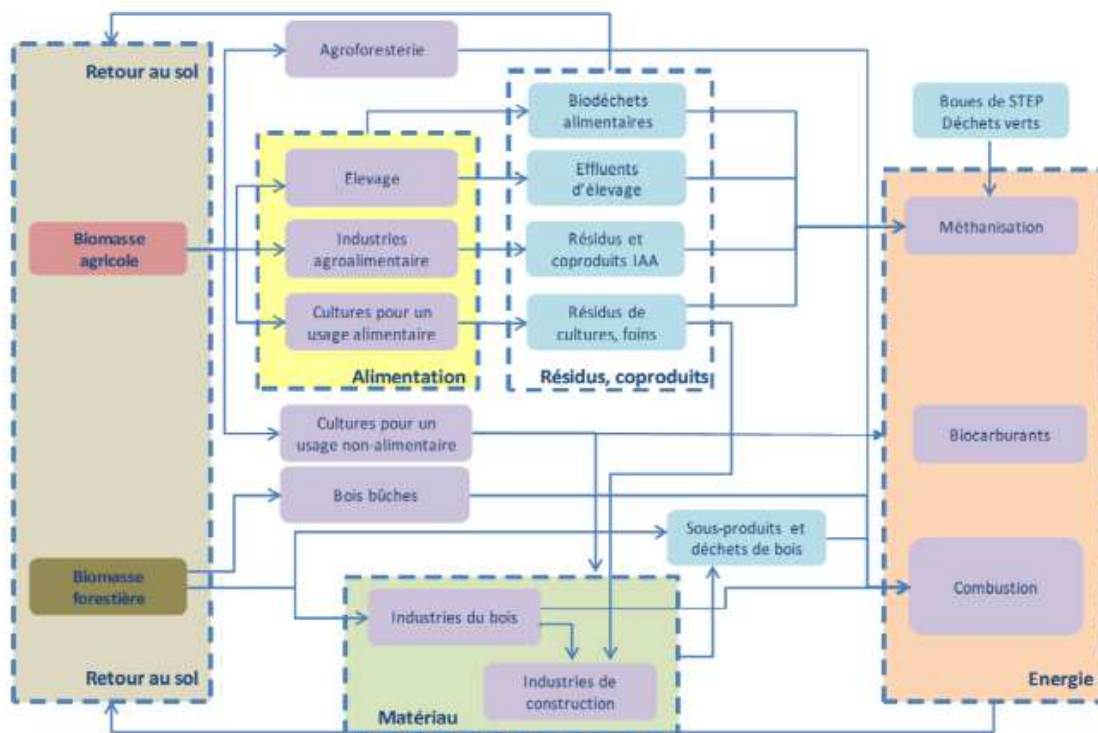


Figure 69 : Représentation schématique des principaux usages de la biomasse. Source ; Schéma extrait de la Stratégie Nationale de Mobilisation de la Biomasse.

5.5.1. Identification des gisements

La stratégie nationale de mobilisation de la biomasse (SNMB) évalue l’offre supplémentaire en biomasse non méthanisée tout usage non-alimentaire confondu horizon 2028, autour de 72 TWh (en comparaison de 2014), dont 36 TWh issus de la forêt, 28 TWh à partir de ressources agricoles et 7,8 TWh issu de déchets.



		2023	2028	
Biomasse non méthanisée	Biomasse forestière	20,8	35,7	
	Biomasse agricole	Cultures (pérennes et CIVE)	0,23	0,35
		Résidus de culture	22,9	25,4
		Agroforesterie	1,5	2,6
	Déchets et autres résidus	Déchets (dont bois en fin de vie), co-produits, élagage, taille	3,4	4,3
		Refus de compostage	2,1	3,5

Tableau 41 : Offre de biomasse supplémentaire (TWh). La biomasse non méthanisée est en énergie primaire

L'offre totale en biomasse solide non méthanisable à l'horizon 2028 est estimée à 251 TWh, dont 120 TWh pour la biomasse forestière.

		2016	2023	2028	
Biomasse non méthanisée	Biomasse forestière	84	106	120	
	Biomasse agricole	Cultures (pérennes et CIVE)	63 ⁷⁹	86	89
		Résidus de culture			
		Agroforesterie	27 ⁸⁰	28,5	29,5
	Déchets et autres résidus	Déchets (dont bois en fin de vie), co-produits, élagage, taille	5	8,4	9,3
		Refus de compostage		2,1	3,5

Tableau 42 : Offre totale de biomasse (TWh). La biomasse non méthanisée est en énergie primaire

Concernant la biomasse méthanisable, la SNMB évalue l'offre supplémentaire en biomasse méthanisable sans déstabilisation des filières autres existante à 30 TWh, pour un gisement total de 40 TWh

79. Pour 2016, le chiffre de 63 TWh comprend les Cultures (principales, pérennes et CIVE) et les Résidus de culture.

80 Estimation DGEC réalisée à partir des données Agreste sur la récolte en forêt pour l'énergie.



			2023	2028
Biomasse méthanisée	Biomasse agricole	Cultures (pérennes, CIVE)	2,3	2,4
		Résidus de culture	6,7	11,3
	Déchets et autres co- produits	Déchets verts	1,2	1,9
		Boues de STEP	0,2	0,4
		Déchets et co-produits IAA	0,2	0,5
	Effluents		7,8	13,3

Tableau 43 : Offre de biomasse supplémentaire (TWh) en énergie finale

Le gisement de bois recyclable valorisable en énergie est estimé à 2 Mt, dont 1,1 Mt sont déjà valorisés. Cela correspond à un gisement énergétique supplémentaire d'environ 2 TWh. Des mesures permettant de mobiliser davantage les ressources en biomasse dans le respect d'une gestion durable, dans un souci d'articulation des usages de la biomasse et en articulation avec le programme national forêt-bois permettront d'accompagner le développement du bois énergie. Enfin, une action est en cours actuellement dans le cadre du Comité stratégique de filière bois pour valoriser les déchets de bois.

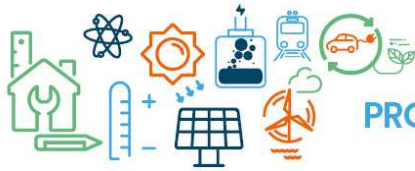
L'objectif de la politique de valorisation des déchets est de valoriser les déchets de bois sous forme matière, en les détournant de l'incinération. Le plan d'action pour l'économie circulaire encourage avant tout une utilisation en cascade du bois, avec plusieurs cycles de réutilisation et de recyclage.

Les dispositifs de soutien à la valorisation énergétique ne devraient ainsi prévoir l'éligibilité des déchets de bois lorsqu'il est prouvé que ces déchets n'ont pu faire l'objet d'un réemploi ou d'un recyclage (bois malades, déchets créosotés, etc.).

Les déchets de bois non recyclables devraient pouvoir être éligibles de façon prioritaire aux dispositifs de soutien, sans préjudice de l'application de la réglementation relative aux installations classées pour la protection de l'environnement. L'impact du coût de traitement de ces déchets en amont ou via la valorisation énergétique sur le niveau de soutien nécessaire devra toutefois être étudié.

Si la ressource potentielle est très abondante, la mobiliser dans de bonnes conditions économiques et environnementales nécessitera de la progressivité (cf. la stratégie nationale de mobilisation de la biomasse - SNMB). L'évaluation de l'offre en biomasse supplémentaire disponible montre qu'à l'horizon 2023, une grosse moitié des besoins additionnels devraient être satisfaits à partir de biomasse agricole, majoritairement via l'exploitation des résidus de récoltes, des cultures intermédiaires à vocation énergétique (CIVE), mais également via l'agroforesterie et de façon plus minoritaire par des cultures pérennes. L'atteinte des objectifs de la SNMB requiert donc de développer des instruments adéquats pour permettre la mobilisation de cette biomasse agricole. La forêt devrait contribuer pour une petite moitié du gisement.

La confrontation de cette offre avec la demande supplémentaire identifiée à ce stade montre que les besoins en biogaz peuvent être couverts à partir de ressources domestiques, mais que les besoins énergétiques dans leur ensemble (biocarburants y compris secteur aérien, chaleur et cogénération) ne pourraient être couverts sans une part de recours transitoire aux importations de biomasse. Dans le cas de la trajectoire haute, les besoins en biomasse solide non-méthanisée pourraient même n'être couverts qu'à moitié par la biomasse domestique, nécessitant un fort recours transitoire aux importations.



Encadré 13 : La Stratégie Nationale de Mobilisation de la Biomasse

La transition énergétique et l'économie verte nécessitent de maîtriser le recours aux ressources fossiles dans tous les domaines et de mieux valoriser les ressources renouvelables disponibles au niveau national, notamment la biomasse au vu des atouts dont dispose la France dans ce domaine. L'atteinte de la neutralité carbone nécessite d'accroître fortement le recours aux usages non-alimentaires de la biomasse (bois-construction, chimie verte, biomatériaux, bio-énergies, etc.).

La Stratégie nationale de mobilisation de la biomasse (SNMB), a pour vocation de développer les externalités positives liées à la mobilisation et de facto à l'utilisation de la biomasse, notamment pour l'atténuation du changement climatique. Ainsi elle a « notamment pour objectif de permettre l'approvisionnement des installations de production d'énergie : appareils de chauffage domestique au bois, chaufferies collectives industrielles et tertiaires et unités de cogénération ».

Pour être efficace, la SNMB doit permettre de surmonter les difficultés constatées dans le développement de l'offre en biomasse, en bonne synergie avec les autres politiques existantes. Elle a été conçue en lien étroit avec la stratégie nationale bas-carbone et la programmation pluriannuelle de l'énergie, dont elle reprend les objectifs en matière de demande en biomasse à des fins énergétiques. La SNMB s'appuie également sur le Programme National de la Forêt et du Bois. Au plan géographique elle porte sur 18 régions (la métropole, ainsi que la Guadeloupe, la Guyane, la Martinique, la Réunion et Mayotte). Elle sera articulée avec les schémas régionaux biomasse (SRB) qui sont en cours d'élaboration dans les régions. Elle sera révisée dès 2019 puis tous les cinq ans.

La SNMB identifie différentes catégories de biomasse susceptibles d'avoir un usage accru et fixe des objectifs en matière de développement des ressources et de leur mobilisation. Elle formule 72 recommandations afin d'améliorer et d'augmenter la mobilisation de la biomasse domestique, pour couvrir autant que possible les besoins identifiés en matière de biomasse, aussi bien à des fins énergétiques que pour la construction ou les biomatériaux et la chimie-verte. Ces recommandations veillent également à ce que cette mobilisation se fasse de façon durable, via des actions comme privilégier les usages matériaux et à forte valeur ajoutée (en concentrant progressivement l'usage énergétique de la biomasse sur les produits biosourcés en fin de vie non recyclables), rétablir une gestion forestière durable (en conjuguant étroitement bio-économie, adaptation au changement climatique et préservation accrue de la biodiversité), porter une grande attention au renforcement de la qualité des sols notamment agricoles, etc.

Sur la base d'études de potentiel disponibles au niveau national, la SNMB fixe des objectifs à l'horizon 2023 de mobilisation des ressources supplémentaires forestières, agricoles et de biodéchets :

- La biomasse non-méthanisée supplémentaire (usage possible en matériaux biosourcés, chimie verte, biocarburants ou chaleur-cogénération) est estimée à 52TWh en équivalent énergie primaire ;
- La production de biogaz supplémentaire est évaluée à 18TWh.

A cet horizon de temps moyen-terme, la biomasse agricole contribuerait à près de 80 % de la biomasse disponible.

La SNMB fait l'objet d'un suivi annuel, présenté au Comité d'Information et d'Orientation, dont la composition indicative figure en annexe à la stratégie, puis rendu public. Ce suivi s'inscrit en complémentarité avec ceux des plans sectoriels avec lesquels la SNMB s'articule (PNFB ; plan agroforesterie ; PPE ; plan de prévention et de gestion des déchets ; stratégie bas-carbone....).

Un autre facteur d'évolution à considérer pour cette stratégie est la compilation à venir des schémas régionaux biomasse (SRB), en cours d'élaboration dans les régions. La première révision de la stratégie en 2019 sera l'occasion d'assurer la cohérence avec les SRB.



5.5.2. Orientation stratégique de ces gisements

La biomasse est une ressource rare et continuera à l'être à 2050. C'est pourquoi la programmation pluriannuelle de l'énergie donne des orientations claires pour l'orienter en priorité vers les usages où elle est le plus efficace :

- Pour le bois, la priorité doit être donnée à l'utilisation en chaleur dans un réseau de chaleur ou pour produire de la chaleur industrielle. La cogénération ne doit être réalisée que dans des cas particuliers et la cogénération haut rendement est à privilégier dans ce cas ;
- Pour le biogaz, la priorité doit être donnée à l'injection de biométhane. La cogénération ne doit être réalisée que dans des cas spécifiques, notamment pour les installations de production éloignées des réseaux de gaz ;
- Pour les biocarburants, l'objectif est de ne pas augmenter les carburants de 1^{ère} génération et d'augmenter les carburants de 2^{nde} génération.

Objectif : développement de mobilisation des gisements et mesures pour l'atteindre

En 2028, mobiliser 52 TWh de biomasse solide (y compris pour la production de biocarburants 2G) et 36 TWh de biomasse pour la production de biogaz.

Mesures :

- Poursuivre la mobilisation des déchets et résidus ;
- Mettre en place de critères de durabilité avec information sur l'origine de la biomasse conformément à la directive REDII ;
- Encourager les professionnels à définir une charte de bonnes pratiques pour l'importation de la biomasse ;
- Engager un travail pour améliorer l'articulation de l'offre et de la demande en biomasse.

5.6. Les infrastructures énergétiques et les réseaux

5.6.1. Les réseaux de chaleur et de froid

Les réseaux de chaleur jouent un rôle essentiel pour le développement des énergies renouvelables et la valorisation des énergies de récupération, car ils permettent de mobiliser massivement la biomasse, la géothermie, le solaire, ou encore la récupération de chaleur fatale issue de l'industrie, les unités de valorisation de déchets... La loi sur la transition énergétique pour la croissance verte a fixé l'objectif de multiplier par 5 la quantité de chaleur et de froid renouvelables et de récupération livrée par les réseaux d'ici 2030 (référence 2012), ce qui représente un objectif de 39,5TWh.

Réf. Situation 2012	Situation 2016	Objectif PPE 2018	Objectif bas PPE 2023	Objectif haut PPE 2023
7,9TWh	13 TWh	15,7TWh	22 TWh	26,7 TWh

Tableau 44 : Objectifs fixés par la PPE adoptée en 2016 à la consommation de chaleur renouvelable ou de récupération par les réseaux de chaleur



Pour atteindre la fourchette haute 2023, il faudrait augmenter par 2,8 le rythme de projets.

État des lieux de la filière

En 2016⁸¹, il existe environ 750 réseaux de chaleur en France qui s'étendent sur plus de 5 000 km et produisent 24,6 TWh de chaleur. 22 réseaux de froid s'étendent sur 200km de réseaux et livrent 0,9TWh de froid. Les réseaux de chaleur alimentent 2,32 millions d'équivalents-logement⁸². Si les énergies fossiles continuent de représenter une part importante de l'approvisionnement (dont 39 % de gaz), la part des énergies renouvelables et de récupération (EnR&R) ne cesse de progresser et atteint 53 % en 2016 contre 27 % en 2005 et 40 % en 2013. La part de la biomasse est celle qui a le plus significativement augmenté (+25 % entre 2005 et 2016). La part de marché, ou le taux de raccordement des bâtiments à un réseau de chaleur EnR&R en France reste faible (de l'ordre de 6% pour une moyenne européenne à 13% en secteur résidentiel et tertiaire) en comparaison à d'autres pays européens (Allemagne 13%, Autriche 18% et Danemark et Finlande à près de 50%)

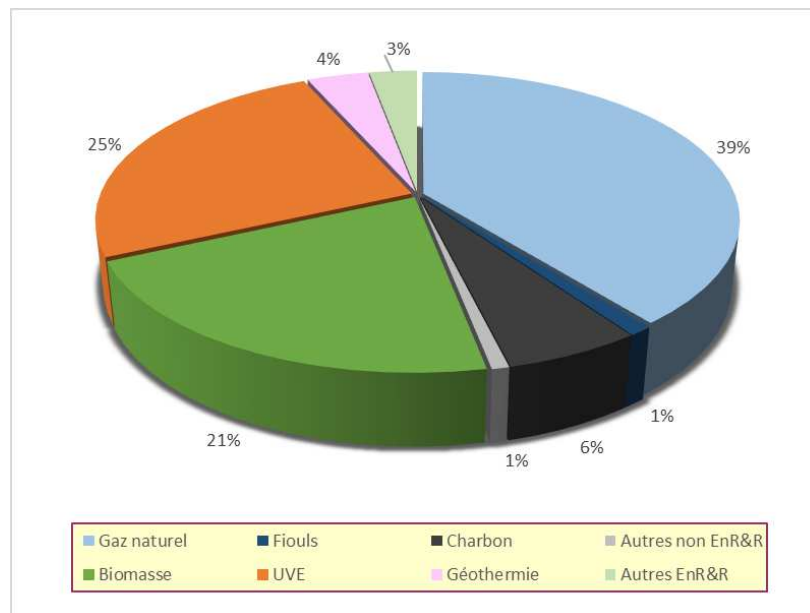


Figure 70 : Mix énergétique des réseaux de chaleur en 2016

Gisement

Les réseaux de chaleur sont efficaces dans les zones denses. En tenant compte d'une densité minimale de 4,5MWh livrés par mètre linéaire pour que le réseau soit rentable, le SNCU évalue le potentiel des réseaux de chaleur à une livraison 11 fois plus importante que la livraison de 2012. En croisant ces données avec les gisements en énergies renouvelables et de récupération, l'ADEME estime que le potentiel maximum serait autour de 67 TWh (soit une multiplication par 8,5 par rapport à 2012).

Une analyse des Schémas Régionaux Climat Air Énergie de l'exercice précédent montre que seules 3 régions ont décliné un objectif quantitatif pour les réseaux de chaleur. Les futurs exercices SRADDET devront utilement décliner des objectifs dans chaque région (ou à l'échelle des PCET). Pour cela, il est

81. Les données sont issues de l'enquête annuelle sur les réseaux de chaleur réalisée pour le compte du service des statistiques du Ministère de la Transition Écologique et Solidaire. 669 gestionnaires de réseau ont répondu.

82. Un logement consomme environ 12MWh..



possible de s'appuyer sur la cartographie nationale du potentiel de développement des réseaux de chaleur⁸³ ou encore de l'étude du SNCU qui a édité des cartes de potentiel régional⁸⁴.

Enjeux socio-économiques, industriels et environnementaux

Rendements

Les réseaux de chaleur permettent de valoriser les énergies renouvelables et de récupération avec une bonne efficacité énergétique. Le rendement moyen de l'ensemble des réseaux qui participent à l'enquête annuelle sur les réseaux de chaleur est d'environ 85 %. Les nouveaux réseaux sont construits, lorsque le projet le permet, avec un bas niveau de température de départ d'eau, ce qui permet de diviser par 2 les pertes par rapport à un régime haute température. La baisse des températures permet également de maximiser les intégrations des sources possibles basse température (solaire, géothermie, récupération...).

Les coûts actuels et prévisibles

Les coûts d'un réseau de chaleur proviennent en grande partie du génie civil lié à la longueur des canalisations enterrées. L'indicateur de densité énergétique (ou densité thermique linéaire), qui s'exprime en MWh d'énergie livrée par mètre de tranchée (MWh/ml) par an est une des caractéristiques de la viabilité d'un réseau de chaleur EnR&R. Les coûts sont très variables et dépendent du type de réseau financé. En se basant sur les données du fonds chaleur qui soutient les créations, densification et extension de réseau, on estime que le coût d'investissement est autour de 1000€/mètre linéaire⁸⁵.

Les réseaux de chaleur EnR&R permettent la fourniture d'une énergie compétitive pour les usagers sur le long terme. La stabilité des prix de vente de la chaleur livrée est d'autant plus importante que la part des énergies renouvelables sur le réseau est élevée et que le mix énergétique est varié

Les caractéristiques de la filière en termes d'emploi

Les réseaux de chaleur génèrent un investissement annuel d'environ 280M€ et emploient environ 1800 équivalents temps plein. L'emploi local est favorisé lors de la construction, l'approvisionnement et la gestion du réseau au quotidien (génie civil, exploitation maintenance, mobilisation d'ingénieurs, de techniciens, d'ouvriers, et de commerciaux). La compétence française d'ingénierie est largement reconnue et sollicitée à l'export.

Enjeu de densification, création, extension et verdissement

Pour atteindre le facteur 5 fixé par la loi, il est nécessaire de poursuivre la densification/extension/verdissement de réseaux existants, mais également de créer de nouveaux réseaux de chaleur. Le réseau de chaleur est souvent efficace. S'il n'émerge pas, c'est aussi du fait de l'inertie des systèmes en place. C'est pourquoi la réalisation d'une étude de faisabilité devrait permettre aux villes, de prendre conscience de l'intérêt des réseaux de chaleur et de passer à l'action. Les villes sont les unités territoriales compétentes en matière de création et exploitation des réseaux de chaleur.

En complément de la création / densification / extension des réseaux, il faut accélérer la mobilisation des énergies renouvelables et de récupération. Le taux en EnR&R moyen sur l'ensemble des réseaux est actuellement de 53 % (variable d'une année sur l'autre selon les conditions climatiques). La biomasse doit continuer d'augmenter ainsi que la récupération des énergies fatales, en particulier la valorisation de la chaleur des unités de traitement thermique des déchets doit se poursuivre (une action spécifique est à mener sur la dizaine d'unités encore non raccordées à un réseau de chaleur, lorsque c'est compatible

83. <http://reseaux-chaleur.cerema.fr/carte-nationale-de-chaleur-france>

84. Cartographie du potentiel de développement des réseaux de chaleur en France (SNCU/FEDENE/SETEC ENVIRONNEMENT) : <http://www.observatoire-des-reseaux.fr/le-potentiel-de-developpement/>

85 Marchés et emplois liés à l'efficacité énergétique et aux renouvelables – ADEME – avril 2016



avec le plan régional des déchets). La mobilisation du solaire thermique est également susceptible de compléter le bouquet énergétique des réseaux de chaleur vertueux.

L'outil réglementaire existant vise à imposer la remise d'une analyse coûts / avantages en vue d'étudier la valorisation possible de chaleur fatale dans un réseau⁸⁶ est en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2015. Cette analyse est obligatoire pour toute installation nouvelle de plus de 20MW ou pour toute modification substantielle⁸⁷. Deux cas sont concernés : une installation industrielle qui doit étudier la possibilité de valoriser sa chaleur fatale dans un réseau existant ou en cours de création, mais également une installation de production d'énergie dans un réseau qui doit en priorité étudier la possibilité de récupérer la chaleur fatale d'installations industrielles existantes à proximité, avant de dimensionner sa puissance. Il est nécessaire de tirer les fruits de cette réglementation.

De plus, il faut maximiser le taux en EnR&R des projets de réseaux de chaleur et des réseaux existants sans remettre en cause la compétitivité pour l'utilisateur final. La directive sur les énergies renouvelables en cours de révision prévoit l'option d'augmenter d'au moins 1 point par an le taux moyen en EnR&R des réseaux à compter de 2020 pour tous les Etats membres dont le taux n'atteint pas 60 %. Sur les 10 dernières années, le taux moyen en EnR&R des réseaux a augmenté de 25 points (soit une moyenne de 2,5 points par an), mais l'enjeu est de poursuivre la croissance sur la période 2020-2030. Pour cela, il est proposé de se fixer un taux indicatif cible de 60 % d'EnR&R dans les réseaux en 2023 (moyenne nationale) puis 65 % à l'horizon 2030, combiné à l'objectif en termes de raccordement d'équivalent logement.

Assurer l'intégration des EnR&R dans les politiques et plans territoriaux

L'intégration des EnR&R doit également se faire au plus proche des projets et pourrait être déclinée à l'échelle du Plan Local d'Urbanisme. De plus, au plan local, une action spécifique pourrait être menée pour faire la promotion du classement de réseau⁸⁸ en s'appuyant par exemple sur les lauréats des labels «éco réseaux ». Ce label s'appuie sur 3 critères : un taux en EnR&R de 50 % minimum, la compétitivité et la mise en place d'une concertation. La réalisation de schémas directeurs toutes énergies est également à développer/systematiser.

Pour favoriser l'acceptation locale des projets et l'information des usagers, il faut encourager la création de comités de concertation entre collectivités, exploitants, abonnés et usagers. Il faudrait également encourager les bailleurs sociaux à décliner des objectifs en EnR&R et de lutte contre la précarité énergétique.

Réseaux de froid renouvelable et de récupération

Il existe plusieurs technologies de production de froid sur réseau :

- les groupes froid à compression avec évacuation des calories par aérothermie (on pourra considérer que cette technologie constitue la solution de référence et qu'elle n'est pas comptabilisée pour l'objectif en EnR&R des réseaux) ;
- les pompes à chaleur sur aquifères superficiels, ou sur eau de surface ;
- le free cooling et le geocooling (technologies qui utilisent la température naturelle de l'eau ou du sous-sol sans recours à une pompe à chaleur) ; la technologie des SWAC (Sea Water Air Conditionning) ;

86. <https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000029920606&categorieLien=id>

87. Modification conduisant à un coût d'au moins 50 % par rapport au coût d'une unité neuve

88. Le classement d'un réseau de chaleur ou de froid est la procédure qui permet à une collectivité de rendre obligatoire le raccordement au réseau, existant ou en projet, dans certaines zones, pour les nouvelles installations de bâtiments.



- et des technologies de récupération de chaleur fatale comme la machine à absorption ou la pompe à chaleur en montage thermofrigopompe qui permet la production simultanée de chaleur et de froid.

En 2016, les livraisons de froid des réseaux de froid s'élevaient à 900GWh⁸⁹. La production des réseaux de froid repose à 94 % sur des groupes froid à compression. Quelques réseaux fonctionnent au « free cooling » et quelques projets sur boucle d'eau financés par l'appel à projet « Nouvelles technologies Emergentes » du fonds chaleur sont en cours de mise en service. Certaines technologies sont d'ores et déjà comptabilisables au titre des énergies renouvelables par la directive européenne 2009/28/CE : il s'agit du free cooling. La révision en cours de cette directive prévoit de définir des critères pour identifier d'autres technologies renouvelables pour la production de froid.

Au niveau français, la loi sur la transition énergétique pour la croissance verte a fixé l'objectif de multiplier par 5 la quantité de chaleur et de froid renouvelables et de récupération dans les réseaux d'ici 2030. C'est pourquoi depuis 2018 le fonds chaleur soutient les technologies considérées comme renouvelables et de récupération au niveau national, sans attendre la définition au niveau européen. C'est pour cette raison que la présente PPE fixe un objectif indicatif de livraison de froid renouvelable et de récupération (cf. infra). La technologie du stockage de chaleur en aquifère pourrait aussi être développée (cf. chapitre sur la géothermie basse et moyenne énergie) et être soutenue dans les programmes de recherche et via l'appel à projets Nouvelles Technologies Émergentes du Fonds chaleur. L'enjeu pour les réseaux de froid est ainsi de développer une coproduction de chaleur en hiver et de froid en été en faisant appel au stockage thermique en aquifère.

Les enjeux environnementaux

Les réseaux de chaleur présentent des impacts réduits sur l'environnement (hormis les enjeux spécifiques aux filières d'approvisionnement selon le mix énergétique). Ils permettent de centraliser la production d'énergie et de bénéficier de meilleures performances énergétiques et environnementales. C'est notamment vrai pour l'utilisation de la biomasse solide. Sur le plan environnemental, les réseaux de chaleur alimentés majoritairement par des EnR&R permettent des niveaux d'émissions de CO₂ très faibles (50 à 100gCO₂/kWh pour un réseau biomasse) comparativement à des solutions individuelles fossiles ou à des réseaux alimentés par des énergies fossiles (supérieure à 200gCO₂/kWh).

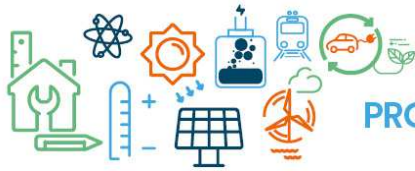
Les réseaux de froid présentent un enjeu positif sur l'environnement en tant que moyen de substitution aux groupes froids individuels⁹⁰. Ils permettent une réduction des fluides frigorigènes, et les technologies sur vecteur eau (aquifères, eau de surface, free cooling) présentent également une alternative à la problématique des îlots de chaleur en milieu urbain. Les réseaux de froid présentent un très faible impact environnemental (environ 16g CO₂/kWh).

Objectifs de développement de la filière et mesures

Les objectifs correspondent à un taux moyen de 60% en EnR&R des réseaux en 2023 et 65% en 2030. La livraison de froid renouvelable et de récupération des réseaux devrait être multiplié par 3 d'ici 2030, soit environ 5 millions d'équivalents logements raccordés en 2030.

89. Source Enquête sur les réseaux de chaleur 2016

90 L'efficacité énergétique et environnementale est 5 à 10 fois plus efficace que la climatisation électrique classique – Source RAEE et IEE Work Package, 2006



SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT, DÉVELOPPEMENT
DES RÉSEAUX, DU STOCKAGE, DES FLEXIBILITÉS ET
DE LA PRODUCTION LOCALE

PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE

2019-2023 2024-2028

	2016	2023	2028 Scénario A	2028 Scénario B
Livraison de chaleur renouvelable et de récupération (TWh)	13	24,4	31	36
Livraison de froid renouvelable et de récupération par les réseaux (TWh)	0,14	0,27	0,37	0,49

Principales mesures complémentaires aux mesures relatives à l'offre de chaleur renouvelable et de récupération :

- Accélérer la mobilisation des énergies renouvelables (notamment biomasse) et de récupération dans les réseaux en maximisant le taux en EnR&R des projets du fonds chaleur ;
- Demander aux villes de plus de 10 000 habitants la réalisation d'une étude de faisabilité d'un réseau de chaleur et de froid afin de poursuivre la densification et l'extension des réseaux existants et accélérer la création de nouveaux réseaux ;
- Maintenir la TVA à 5,5 % pour les livraisons de chaleur issue de réseaux alimentés à plus de 50 % par des EnR&R (et intégrer le solaire thermique aux EnR éligibles) ;
- Soutenir à travers le fonds chaleur le développement des réseaux de froid renouvelables et de récupération les plus efficaces ;
- Établir au niveau européen une définition reconnue du froid renouvelable, lorsqu'il est livré par réseau ;
- Encourager les bailleurs sociaux à se fixer des objectifs en EnR&R ;
- Assurer l'intégration des EnR&R dans les politiques et plans territoriaux et documents d'urbanisme ;
- Promouvoir le classement des réseaux qui permet à une collectivité de rendre obligatoire le raccordement à son réseau de chaleur, pour les nouveaux bâtiments ou les bâtiments lourdement rénovés, dans certaines zones et sous certaines conditions.

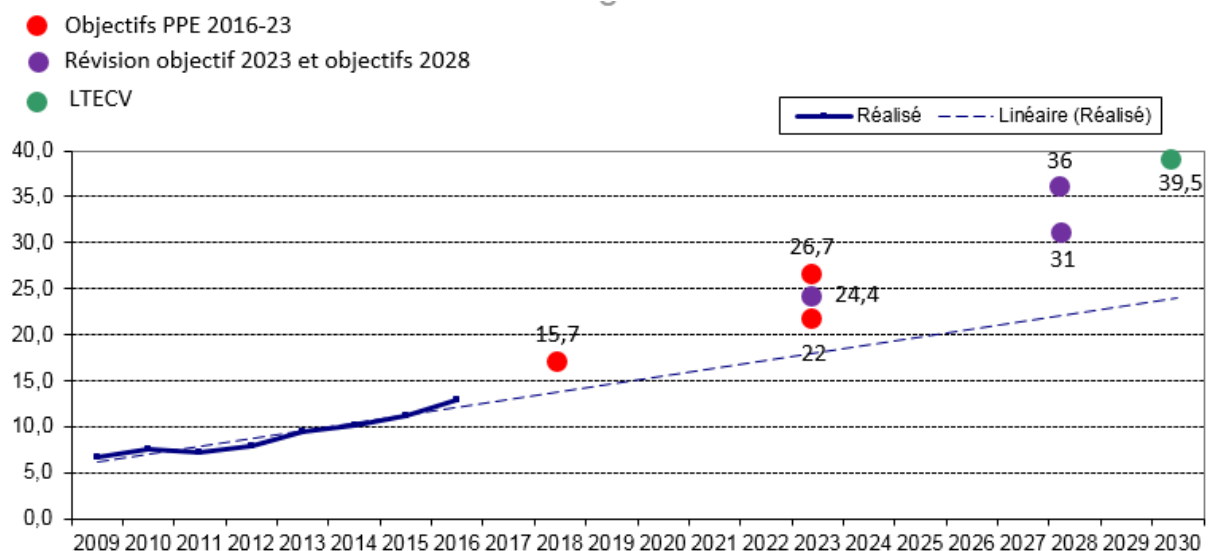


Figure 71 : Livraison de chaleur EnR&R par les réseaux



5.6.2. Le réseau des carburants liquides

Le réseau de la logistique se compose des dépôts d'importation de produits pétroliers, implantés au plus près des raffineries ou des ports, des canalisations de transport de pétrole brut ou de produits finis, des dépôts intermédiaires avant la livraison finale aux consommateurs au travers du réseau des stations-service. Chaque niveau d'infrastructure est un maillon indispensable pour assurer un bon approvisionnement du territoire. Une diminution de la consommation rendra non rentable le maintien de l'ensemble du maillage et, en particulier, des dépôts intermédiaires.

Les pipelines constituent les seules infrastructures dédiées au transport massif des produits pétroliers. Ils sont utilisés pour acheminer les produits des zones d'importation et de production vers les lieux de consommation. Les quantités de pétrole brut transportées dans les deux principaux pipelines sont en hausse (3,5%). A contrario, les transports de produits finis sont en légère baisse à 34,2 Mt (-0,7%).

Les réseaux de pipelines sont le moyen de transport majoritairement utilisé pour sortir les produits des raffineries et des dépôts d'importation puisqu'ils permettent un transport massif et sûr.

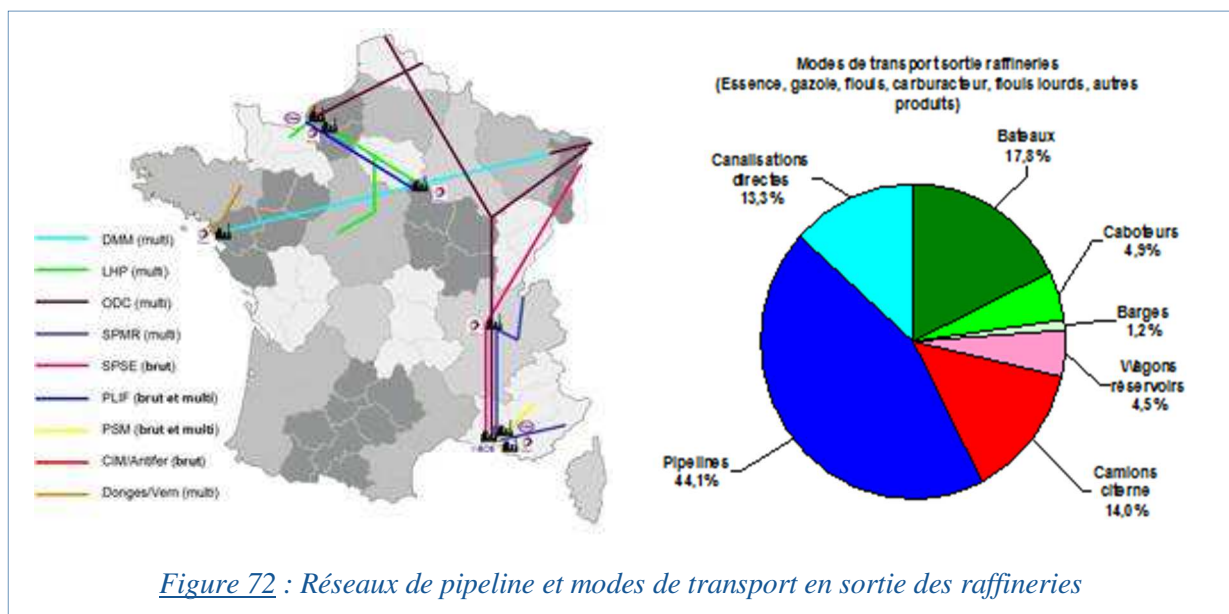


Figure 72 : Réseaux de pipeline et modes de transport en sortie des raffineries

Les installations principales pour le transport de pétrole brut sont les suivantes :

- Le pipeline sud-européen (PSE) - 760 km : Il approvisionne les raffineries de Feyzin et de Cressier (Suisse) au départ du grand port maritime de Marseille.
- Le pipeline d'Ile-de-France (PLIF) - 260 km : Il approvisionne la raffinerie de Grandpuits (sud-est de Paris) à partir du port du Havre et peut être utilisé comme moyen de secours pour l'approvisionnement de la raffinerie de Normandie.
- Le pipeline Antifer-Le Havre - 26,5 km : Il transporte du pétrole brut du port d'Antifer au dépôt de la CIM (Compagnie Industrielle Maritime), situé au Havre ; le produit est ensuite acheminé jusqu'aux raffineries de la Basse-Seine.

Transport de produits finis :

- Le pipeline Le Havre-Paris (LHP) - 1380 km : il alimente la région Ile-de-France et les aéroports parisiens. Il dessert également les zones de Caen et d'Orléans-Tours.



SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT, DÉVELOPPEMENT
DES RÉSEAUX, DU STOCKAGE, DES FLEXIBILITÉS ET
DE LA PRODUCTION LOCALE

PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE

2019-2023 2024-2028

- Le pipeline Méditerranée Rhône (PMR) - 765 km : il alimente la région lyonnaise, la Côte-d'Azur et la Suisse (Genève) à partir de Fos-sur-Mer.
- L'oléoduc de défense commune (ODC) - 2 260 km en France : il représente la partie française du « Central Europe Pipeline System » (CEPS) de l'Organisation du traité de l'Atlantique Nord (OTAN).
- Le pipeline Donges-Melun-Metz (DMM) - 627 km : il traverse la France d'Ouest en Est, du port de Saint-Nazaire à Saint-Baussant. Il alimente la région du Mans et l'Est de la France. Il est interconnecté avec le LHP et l'ODC.

Le fonctionnement des pipelines est intimement lié à la présence de dépôts permettant l'expédition et la réception des produits. Toute modification de ces points d'export et de livraison compromet la performance et l'optimisation du système avec un impact certain sur la sécurité d'approvisionnement en cas de crise.

5.6.3. Le réseau gazier

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

Le réseau de transport de gaz naturel

Le réseau français de transport de gaz naturel permet d'acheminer le gaz depuis les points d'importation aux frontières (interconnexions terrestres avec les autres pays européens, gazoduc depuis la mer de Norvège et terminaux méthaniers) jusqu'aux points de livraison répartis sur le territoire national (réseaux de distribution et gros clients industriels) ou aux sites de stockage souterrain.

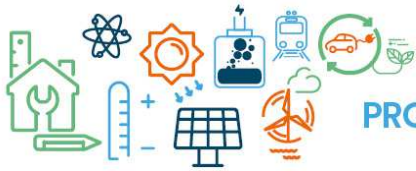
Il est exploité par deux opérateurs :

- GRTgaz : filiale à 75 % d'Engie et à 25 % de la Société d'Infrastructures Gazières (consortium public composé de CNP Assurances, de CDC Infrastructures et de la Caisse des Dépôts et Consignations), elle exploite 7 498 km de réseau principal et 24 916 km de réseau régional.
- Teréga : détenu par l'opérateur italien Snam (40,5%), le fonds de l'État de Singapour GIC (31,5%), EDF (18%) et Predica (10%), il exploite 1 155 km de réseau principal et 3 985 km de réseau régional.

Les réseaux de transport de gaz sont régulés par la Commission de régulation de l'énergie (CRE). Le dernier tarif d'utilisation des réseaux de transport, dit « ATRT6 », est entré en vigueur le 1^{er} avril 2017. Il a été conçu pour s'appliquer sur une durée de 4 ans, en étant réactualisé au 1^{er} avril de chaque année.

Ces dernières années, le réseau français de transport de gaz naturel a été renforcé de manière à faciliter la circulation du gaz naturel au sein de celui-ci, limiter les risques de congestion, fluidifier les échanges entre le sud et le nord de la France ce qui a permis d'achever le 1^{er} novembre 2018 la fusion des places de marché. Les renforcements comprennent :

- La création de l'Arc de Dierrey par GRTgaz (DN 1200, 308 km), qui a bénéficié du statut de projet d'intérêt commun (PIC) et a représenté un investissement de 1 185 M€, entre Cuvilly et Voisines (Yonne). Ce projet a été mis en service fin 2015. Il transporte vers l'Est et le Sud du gaz venu de Norvège, des Pays-Bas, de Grande-Bretagne et des terminaux méthaniers situés sur l'Atlantique et la mer du Nord.



SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT, DÉVELOPPEMENT
DES RÉSEAUX, DU STOCKAGE, DES FLEXIBILITÉS ET
DE LA PRODUCTION LOCALE

PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE

2019-2023 2024-2028

- L'infrastructure Val-de-Saône porté par GRTgaz (DN 1200, 190 km) qui a bénéficié du statut de PIC et a représenté un investissement de 744 M€. Ce doublement de l'Arrière de Bourgogne entre Etrez (Ain) et Voisines (Haute-Marne) a été mis en service en 2018.
- L'infrastructure Gascogne-Midi portée par Teréga (DN 900, 60 km) a bénéficié du statut de PIC, consiste en un doublement partiel de l'artère de Gascogne entre Lussagnet (Landes) et Barran (Gers), mis en service en 2018. Teréga renforce également la station de compression de Barbaire (Aude), pour un budget évalué à 152 M€.

Des investissements ont par ailleurs été réalisés pour faciliter les échanges de gaz naturel entre la France et les pays voisins, de manière à favoriser le marché intérieur du gaz naturel. Depuis la publication en 1998 de la directive 98/30/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel, les capacités d'échange de gaz via des interconnexions gazières entre la France et les pays voisins ont augmenté de près de 50% en entrée et ont été multiplié par 5 en sortie :

- Les capacités des points d'interconnexions de Larrau et Biriadou ont fait l'objet de développements progressifs qui ont permis de faire passer les capacités fermes de la France vers l'Espagne de 70 à 165 GWh/j. Dans le même temps, 225 GWh/j de capacités fermes ont été créées dans le sens Sud-Nord ;
- La mise en service du point d'interconnexion d'Olingue en 2001 a permis d'offrir 220 GWh/j de capacités fermes de la France vers la Suisse et l'Italie ;
- Un renforcement de l'interconnexion d'Obergailbach a permis de porter en 2009 les capacités fermes entre l'Allemagne et la France de 400 à 570 GWh/j ;
- Le nouveau point d'interconnexion d'Alveringem a permis de créer en 2015 270 GWh/j de capacités fermes de la France vers la Belgique.

La France fait partie du corridor des interconnexions Nord-Sud de gaz en Europe de l'Ouest, l'un des quatre corridors d'infrastructures énergétiques transeuropéennes identifiés comme présentant des enjeux particuliers pour diversifier davantage les voies d'approvisionnement et améliorer la capacité de livraison de gaz à court terme. La France poursuit l'analyse technique, économique et administrative de projets s'inscrivant dans ce cadre, notamment :

- les projets MidCat et South Transist East Pyrénées (STEP) prévoyant la construction d'un nouveau gazoduc entre la France et l'Espagne à l'est des Pyrénées, ainsi que différents niveaux de renforcement du réseau français. Ces projets figurent dans la liste des projets d'intérêts communs adoptée par la Commission européenne le 23 novembre 2017, au titre qu'ils contribuent à la réalisation des objectifs de l'Europe dans le domaine de l'énergie et du climat et qu'ils constituent un des éléments déterminants pour l'Union de l'énergie ;
- le projet de création de capacités de sortie vers l'Allemagne sur l'interconnexion d'Obergailbach.

Ces analyses visent à évaluer l'intérêt des projets au regard de leurs coûts et ainsi d'éclairer la décision de réaliser ou non ces projets. Au regard des perspectives de baisse de la consommation de gaz naturel, il convient d'éviter que de nouvelles infrastructures gazières soient réalisées pour un temps trop court pour permettre l'amortissement de leurs coûts. Une vigilance particulière est portée à ce que la part du financement supportée par les consommateurs de gaz naturel ne soit pas supérieure aux bénéfices qu'ils retireraient d'une nouvelle infrastructure. Par ailleurs, la réalisation éventuelle de nouveaux projets d'infrastructures gazières n'est envisagée que dans le cadre d'un respect de conditions environnementales optimales, conformément aux dispositions du code de l'environnement, et dans le cadre des procédures définies par la loi, en particulier en matière de consultation du public.



SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT, DÉVELOPPEMENT DES RÉSEAUX, DU STOCKAGE, DES FLEXIBILITÉS ET DE LA PRODUCTION LOCALE

PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE 2019-2023 2024-2028

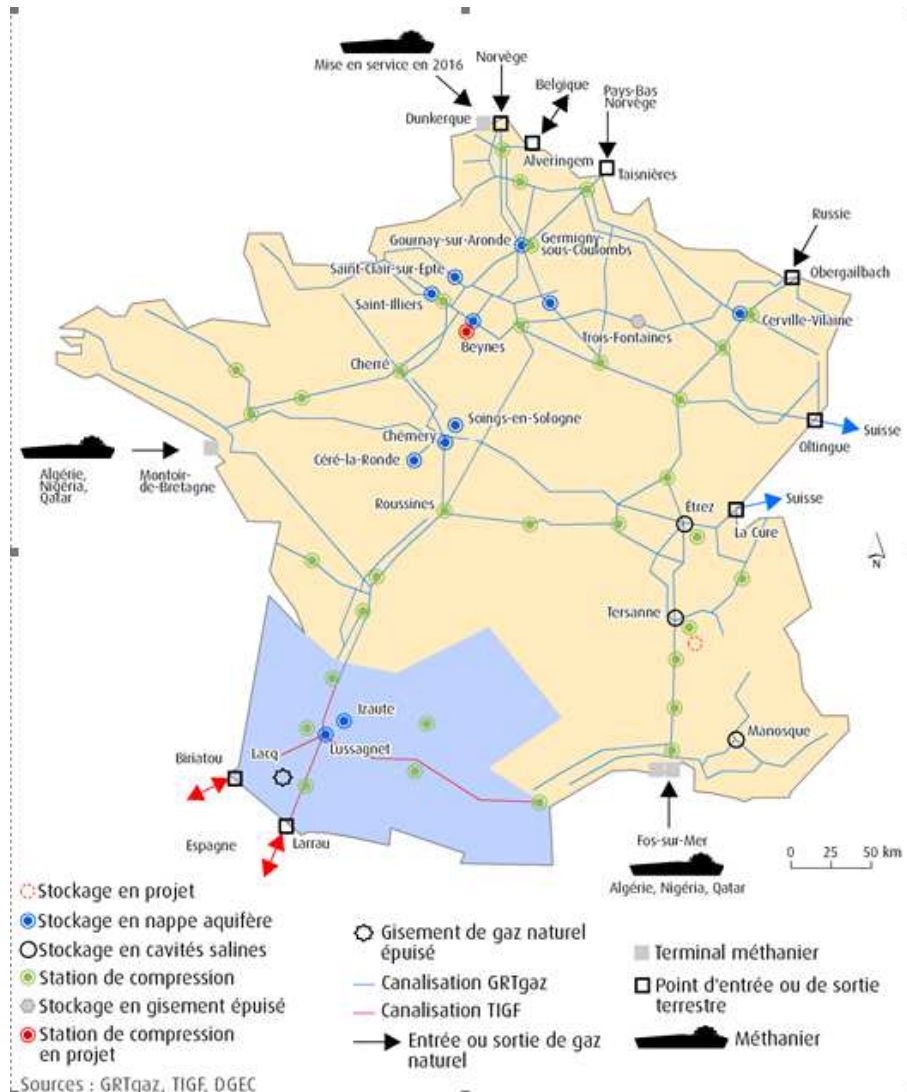


Figure 73 : Infrastructures gazières

Les réseaux de distribution de gaz naturel

La desserte en gaz naturel des consommateurs domestiques, tertiaires ou petits industriels, en aval du réseau de transport, se fait via les réseaux de distribution.

Les réseaux de distribution de gaz naturel sont la propriété des collectivités locales. Ils sont exploités, au travers de contrats de concession liant les gestionnaires aux collectivités, par GRDF (filiale d'Engie à 100 %) qui assure la distribution pour environ 96 % du marché, 23 entreprises locales de distribution (ELD – situées pour l'essentiel dans le sud-ouest et dans l'est), ainsi que quelques autres sociétés disposant d'un agrément.

Ils desservent plus de 9 500 communes françaises et 11 millions de clients (dont la quasi-totalité des communes de plus de 10 000 habitants). Cela ne représente qu'un peu plus du quart des 36 000 communes françaises, mais permet à 77 % de la population française d'avoir accès au gaz naturel.

Les 27 000 communes non desservies en gaz ont aujourd'hui plusieurs possibilités pour accéder à ce type d'énergie :



- L'extension du réseau de gaz naturel existant avec le développement d'un réseau de distribution par l'opérateur de leur choix, après une sélection par voie d'appel à candidatures, sous réserve de son agrément par le ministre chargé de l'énergie.
- Le développement de réseaux propane.
- Le développement de réseaux isolés de gaz naturel, desservis par du GNL livré par camions (GNL porté), sous réserve de la mise en place d'un cadre réglementaire adapté.
- Les enjeux d'une bonne gestion des réseaux de distribution est de progresser sur :
- La bonne connaissance des réseaux : leur capacité, leur fonctionnement, le développement d'applications de télésurveillance, de télé-exploitation et par le déploiement des compteurs communicants ;
- L'intégration de gaz renouvelable en quantité croissante, en levant les freins aux limites de capacité des réseaux.

Le développement des projets d'injection du biométhane pourrait nécessiter d'accroître la flexibilité des réseaux de distribution. En effet, la quantité de biométhane qui peut être injectée dans un réseau de distribution est limitée par les consommations de gaz sur ce réseau. Des renforcements des réseaux gaziers, notamment pour permettre la mise en place de flux rebours du réseau de distribution vers le réseau de transport, pourront être nécessaires pour éviter que des projets de production de biométhane situés à proximité d'un réseau existant ne soient bloqués faute de capacités.

Les compteurs communicants de gaz naturel

L'article L. 453-7 du code de l'énergie fixe un objectif de généralisation des compteurs communicants pour les consommateurs de gaz naturel. Historiquement, ce type de compteurs n'était déployé que sur les sites présentant des consommations élevées, notamment des sites industriels.

Par décision en date du 23 septembre 2014, la ministre de l'écologie, du développement durable et de l'énergie et le ministre de l'économie, de l'industrie et du numérique ont approuvé le déploiement du compteur communicant Gazpar par GRDF, qui exploite 95% du réseau de distribution de gaz naturel. Une étude technico-économique a montré que la valeur actuelle nette du projet était positive au périmètre de la collectivité, une fois prises en compte les perspectives de gains pour les consommateurs de gaz naturel associées à la maîtrise de la demande d'énergie induite par le compteur communicant. Après une phase de test, GRDF a initié le déploiement généralisé des compteurs Gazpar le 1^{er} mai 2017. Le déroulement de cette opération, qui concerne 11 millions de compteurs, est programmé jusqu'en 2022. A fin octobre 2018, près de 2,2 millions de compteurs Gazpar étaient installés, en ligne avec les objectifs.

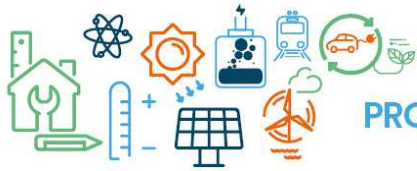
Le compteur Gazpar permet au consommateur de gaz naturel de disposer d'une facturation basée sur sa consommation réelle, grâce à une technique de transmission à distance des index. Les procédures de changement de fournisseur s'en trouvent simplifiées. Le consommateur peut utiliser les informations relatives à sa consommation, qui lui sont mises à disposition, pour mettre en œuvre des actions de maîtrise de l'énergie.

Le déploiement généralisé de compteurs communicants est étudié par d'autres gestionnaires de réseaux publics de distribution de gaz naturel.

Les terminaux méthaniers

Quatre terminaux méthaniers sont actuellement en service en France :

- Fos-Tonkin (3 Gm³/an) et Montoir-de-Bretagne (10 Gm³/an), propriétés d'Elengy, filiale à 100 % de GRTgaz.



SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT, DÉVELOPPEMENT
DES RÉSEAUX, DU STOCKAGE, DES FLEXIBILITÉS ET
DE LA PRODUCTION LOCALE

PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE

2019-2023 2024-2028

- Fos-Cavaou (8,2 Gm³/an), détenu par Fosmax LNG, filiale d'Elengy à plus de 70 % et de Total, et exploité par la société Elengy.
- Dunkerque LNG (13 Gm³/an), détenu par, des consortiums composés de Fluxys, gestionnaire du réseau de transport belge, d'Axa Investment Manager, du Crédit Agricole Assurances et des sociétés coréennes IPM et Samsung Asset Management.

En 2016, le gaz naturel liquéfié (GNL) arrivant en France provenait d'Algérie (69%), du Nigéria (20%) et du Qatar (11%).

Depuis 2011, le taux d'utilisation des terminaux méthaniers français et européens a fortement baissé en raison des prix du gaz naturel, significativement plus élevés sur les marchés asiatiques que sur les marchés européens, ce qui conduit à une augmentation des livraisons de GNL en Asie au détriment de l'Europe. Les terminaux méthaniers français ont été utilisés en moyenne au tiers de leurs capacités entre 2011 et 2017.

Les terminaux méthaniers de Dunkerque, Fos-Cavaou et Montoir-de-Bretagne bénéficient de contrats de souscription de leurs capacités s'étendant au-delà de la période couverte par la programmation pluriannuelle de l'énergie, ce qui sécurise leur exploitation à cette échéance de temps.

Une incertitude pèse en revanche sur l'utilisation future du terminal de Fos-Tonkin. En l'absence de nouvelle souscription de capacités par les fournisseurs de gaz naturel, l'exploitation n'est à ce jour garanti que jusqu'à 2020. Différentes options sont étudiées par Elengy, l'opérateur du terminal. Dans l'éventualité d'un arrêté de l'exploitation du terminal de Fos Tonkin, la totalité des capacités d'importation de gaz naturel liquéfié sur la façade méditerranéenne serait assurée par le seul terminal de Fos-Cavaou. Les capacités d'émission resteraient inchangées, au prix toutefois d'une exploitation plus contrainte.

L'hydrogène et les réseaux gaziers

Les enjeux relatifs à l'injection directe d'hydrogène dans les réseaux gaziers est quant à elle à l'étude. Au-delà d'une certaine concentration, l'hydrogène est en effet susceptible de poser des questions de compatibilité techniques et de sécurité pour les réseaux (compatibilité des matériaux, réglages des brûleurs utilisant le gaz, mesure des quantités délivrées...).

Mesures :

- Compte tenu des perspectives de diminution de la consommation de gaz naturel, étudier les projets d'investissements dans les infrastructures au regard des risques de coûts échoués ;
- Demander aux gestionnaires d'infrastructures gazières d'évaluer le potentiel d'incorporation d'hydrogène des réseaux et des stockages souterrains, que ce soit en mélange avec le méthane ou seul.
- Compte tenu des possibilités existantes, étudier l'intérêt de la réutilisation de cavités salines pour le stockage d'hydrogène.

5.6.4. Le réseau électrique

Les réseaux électriques constituent un maillon clef de la transition énergétique. Ils connectent les producteurs et les consommateurs, sont les garants de la qualité et de la continuité de la fourniture de l'électricité et ancrent la France dans le système électrique européen grâce aux interconnexions avec six autres pays.



Le développement massif des énergies renouvelables en cours conduit à un changement de paradigme, avec une modification importante des flux d'électricité sur les réseaux. Le système électrique évolue en effet d'une production historiquement très majoritairement centralisée, constituée de grandes centrales électriques raccordées au réseau de transport, et « descendante » vers les consommateurs via le réseau de distribution, à une production de plus en plus diffuse et plus proche des consommations : depuis plusieurs années, la plupart des nouvelles installations de production d'énergie sont renouvelables et raccordées sur le réseau de distribution.

À la fin du premier trimestre 2018, 382 000 sites de production étaient raccordés sur le réseau de distribution géré par Enedis. La très grande majorité de ces sites sont du photovoltaïque de faible puissance. De son côté, l'éolien, s'il représente un nombre limité de sites (environ 1500), a une contribution en puissance prépondérante, à 11,9 GW contre 6,9 GW pour le solaire photovoltaïque, pour un total de 21,4 GW d'énergies renouvelables raccordées.

Les différentes énergies renouvelables électriques présentent des caractéristiques très différentes qui ont des impacts variables sur les réseaux de distribution et de transport. Outre les différences de taille d'installation, les différences entre les sources d'énergie portent sur les profils de production (variabilité de la production selon les saisons, les jours, les heures), la prévisibilité, ou encore la possibilité de moduler la production⁹¹. Enfin, les qualités d'onde ou le profil de tension de ces productions doivent être pris en compte pour un bon fonctionnement du réseau.

L'intégration des énergies renouvelables à grande échelle, et le développement de nouveaux usages de l'électricité comme les véhicules électriques, nécessitent une adaptation du système électrique et le développement de solutions de flexibilité et d'ajustement, qui passent le plus souvent par les réseaux.

Organisation des réseaux électriques

L'exploitation des réseaux de transport et de distribution d'électricité sont des services publics réglementés.

Le réseau public de transport d'électricité, qu'on peut comparer à des « autoroutes de l'électricité », est constitué de toutes les lignes exploitées à une tension supérieure à 50 000 V sur le territoire métropolitain continental. Il comprend 106 000 km de lignes électriques à haute et très haute tension (HTB) et 2700 postes électriques. RTE, société anonyme à capitaux publics, en est le seul gestionnaire et propriétaire.

Plus de 90 % de la production électrique française actuelle est injectée sur le réseau de transport, mais celui-ci ne dessert directement que quelques centaines de consommateurs finaux, pour la plupart de grands consommateurs industriels.

Ce sont les réseaux publics de distribution d'électricité, constitués d'ouvrages de moyenne tension (HTA, entre 1 000 V et 50 000 V) et d'ouvrages de basse tension (BT, inférieure à 1 000 V), raccordés au réseau de transport, qui acheminent l'électricité jusqu'aux consommateurs finaux.

La distribution publique d'électricité s'exerce dans le cadre de concessions locales. Les autorités organisatrices de la distribution d'électricité (AODE), également appelées autorités concédantes, sont des collectivités territoriales propriétaires des réseaux (communes, le plus souvent regroupées en syndicats départementaux d'énergie, communautés urbaines ou métropoles). Enedis, filiale du groupe EDF, qui couvre 95 % du territoire métropolitain, est aujourd'hui concessionnaire de plus de 600 concessions. Enedis exploite 1,35 million de km de lignes, 778 500 postes de distribution (HTA/BT) et 2 700 postes source (HTB/HTA, qui assurent l'interface entre le réseau de transport et le réseau de distribution). Il dessert 36 millions de consommateurs. 5% du territoire métropolitain est desservi par 150 « entreprises locales de distribution » (ELD) dépendant des collectivités locales.

91. Se reporter au chapitre sur la sécurité d'approvisionnement électrique pour plus de détails.



Les gestionnaires des réseaux publics d'électricité ont pour principales missions l'exploitation du réseau (dépannage, conduite et pilotage du réseau, raccordement des nouveaux consommateurs ou producteurs), le comptage des quantités d'énergie injectées ou soutirées, et le renouvellement des infrastructures de manière à assurer un maintien en conditions opérationnelles.

RTE, gestionnaire du réseau de transport, est également un acteur majeur dans le pilotage du système électrique, notamment à travers la gestion des mécanismes d'équilibrage entre l'offre et la demande en temps réel.

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE)

Le transport comme la distribution d'électricité sont des services publics dont les tarifs sont régulés et fixés par la Commission de régulation de l'énergie par période de 4 ans. Ces tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) qui constituent en moyenne un peu moins d'un tiers des factures TTC des consommateurs, couvrent les charges d'investissement et d'exploitation des gestionnaires de réseau RTE et Enedis. En particulier, le niveau des tarifs est établi sur la base des prévisions d'investissement des gestionnaires de réseau, de façon à leur garantir systématiquement des ressources suffisantes pour le maintien ou l'amélioration des infrastructures dont ils ont la charge. Les tarifs sont accompagnés de dispositifs de régulation incitative, afin notamment d'inciter les gestionnaires de réseaux à mieux maîtriser leurs coûts ou à améliorer la qualité de l'alimentation.

Pour les entreprises locales de distribution (ELD) comme pour les gestionnaires de réseau des zones non interconnectées (ZNI), l'ajustement des revenus aux charges réelles supportées est effectué grâce au fonds de péréquation de l'électricité.

Le TURPE est construit sur les principes de péréquation tarifaire (un tarif identique sur tout le territoire) et du « timbre poste » (la tarification est indépendante de la distance parcourue par l'électricité).

La cinquième période tarifaire du TURPE dite « TURPE 5 » est entrée en vigueur au 1er août 2017 et permet des évolutions de la structure tarifaire dans le contexte de la transition énergétique et une régulation spécifique pour le déploiement des compteurs communicants. Ces tarifs comportent notamment l'introduction d'une option à pointe mobile pour la moyenne tension. La Commission de régulation de l'énergie a entamé dès 2017 un processus de consultation afin de préparer la révision des tarifs en 2020 pour mieux prendre en compte les spécificités de l'autoconsommation et des autres nouveaux usages.

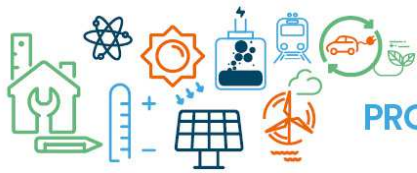
Depuis novembre 2017, les petites installations de production à partir d'énergie renouvelables bénéficient d'une prise en charge par le TURPE d'une partie du coût de raccordement aux réseaux publics de distribution d'électricité. Cette réfaction tarifaire qui peut aller jusqu'à 40 %, en fonction de la puissance de l'installation, facilite le raccordement des installations qui n'ont généralement pas le choix de leur localisation (panneaux photovoltaïques en toiture notamment).

Le réseau public de transport d'électricité

Les outils de planification des investissements

Les réseaux d'électricité sont des infrastructures à durée de vie longue ; ils requièrent des investissements massifs qu'il est nécessaire de planifier longtemps à l'avance. C'est particulièrement vrai pour le réseau de transport, dont l'horizon d'investissement est de l'ordre de la décennie. Cette planification est d'autant plus complexe qu'elle s'appuie sur plusieurs documents, établis à la fois au plan national et européen.

Le 3^{ème} paquet « marché intérieur », adopté par les Etats membres de l'Union européenne en 2009, a instauré une démarche de planification coordonnée des investissements des réseaux de transport : l'association des gestionnaires de réseaux européens (ENTSO-E) doit publier tous les deux ans un plan



décennal européen de développement du réseau de transport d'électricité européen (TYNDP⁹²). Au plan national, chaque gestionnaire de réseau de transport élabore ensuite son schéma décennal de développement du réseau (SDDR), qui doit être cohérent avec le plan établi par ENTSO-E. Il est établi sur la base de l'offre et de la demande existantes ainsi que sur les hypothèses raisonnables à moyen terme de l'évolution de la production, de la consommation et des échanges d'électricité sur les réseaux transfrontaliers. Il mentionne les principales infrastructures de transport qui doivent être construites ou modifiées de manière significative dans les dix ans, répertorie les investissements déjà décidés ainsi que les nouveaux investissements qui doivent être réalisés dans les trois ans, en fournissant un calendrier de tous les projets d'investissements. Chaque année, le schéma décennal est actualisé et soumis à l'examen de la Commission de régulation de l'énergie, qui peut lui imposer des modifications.

Grandes orientations des investissements

Le réseau de transport se trouve aujourd'hui confronté à plusieurs tendances. La stabilisation observée de la consommation à l'échelle nationale masque des disparités importantes entre régions, liées notamment aux dynamiques démographiques ; le développement des énergies renouvelables est également très variable localement, notamment en fonction des configurations météorologiques. Le développement d'installations de production plus diffuses, raccordées au réseau de distribution, aboutit globalement à une diminution des soutirages sur le réseau de transport, mais celui-ci joue un rôle croissant de secours et de solidarité entre les territoires, avec notamment un renforcement attendu des flux sur les lignes en très haute tension à 400 000 V. Le réseau de transport doit également faire face à la multiplication d'aléas de puissance instantanée plus volatils, en France et en Europe, qui peuvent être liés à la consommation (notamment en période de froid) mais également à la production.

Pour répondre à ces évolutions, dans la décennie à venir, les investissements sur le réseau sont estimés en moyenne à 1,5 milliard d'euros par an, dont 1 milliard pour le développement du réseau et 400 millions d'euros pour le renouvellement des équipements selon RTE.

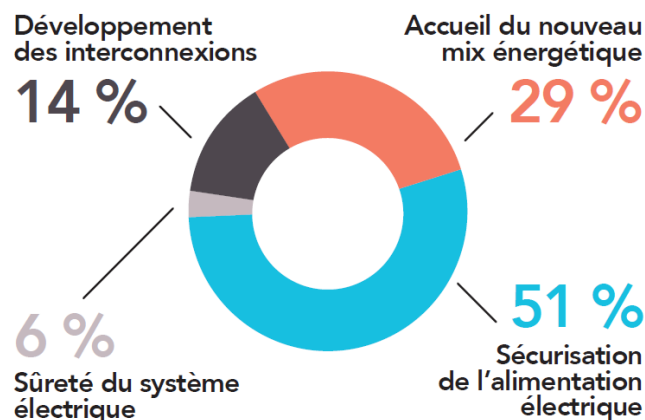


Figure 74 : Répartition des investissements sur le réseau de transport, par finalité (2017-2020).
(Source RTE)

RTE, dans son dernier schéma décennal, anticipe ainsi un besoin de création et de renforcement d'ouvrages de l'ordre de 2000 km pour la décennie à venir. Ces investissements permettront notamment de créer 4 GW de capacité d'accueil de production éolienne offshore supplémentaire et 10 GW de capacités d'interconnexions additionnelles.

RTE contribue également au développement de solutions permettant de limiter lorsque cela est possible les investissements en infrastructure, que ce soit à travers l'amélioration des solutions numériques pour

92 Ten-Year Network Development Plan ; voir <http://tyndp.entsoe.eu/>



SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT, DÉVELOPPEMENT
DES RÉSEAUX, DU STOCKAGE, DES FLEXIBILITÉS ET
DE LA PRODUCTION LOCALE

PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE

2019-2023 2024-2028

optimiser les flux d'électricité, la participation à la mise en œuvre de solutions contractuelles ou de marché comme le mécanisme « Flow Based » pour augmenter les capacités d'échange aux frontières, ou l'incitation à l'évolution des comportements.

Poursuivre le développement des interconnexions

Le réseau public de transport d'électricité français est actuellement interconnecté avec 6 pays (Grande-Bretagne, Belgique, Allemagne, Italie, Espagne et Suisse) comme la figure suivante l'illustre.



Figure 75 : Capacités d'interconnexion en 2017

La capacité d'interconnexion globale de la France s'élevait en 2017 à 17,4 GW en export et 12,5 GW en import, soit un taux d'interconnexion d'environ 11,4 %. Les capacités réellement utilisées en moyenne sont inférieures (de l'ordre de 8 GW à 10 GW), du fait des caractéristiques des lignes d'interconnexion, de leur disponibilité et des contraintes internes sur les réseaux électriques de chaque pays.

La construction des interconnexions transfrontalières a historiquement obéi à un motif de sécurité d'approvisionnement, ainsi qu'à la valorisation à l'export des excédents de la production électrique française, notamment la nuit et en été. Les interconnexions offrent également la possibilité d'importer de l'électricité depuis un pays voisin en cas de tension sur l'approvisionnement national, ce qui constitue une solution économiquement efficace au niveau européen, notamment lors des pointes de consommation.

Les interconnexions permettent un foisonnement des aléas géographiques entre pays, et ce de manière d'autant plus efficace que les spécificités de chaque pays réduisent les corrélations des aléas et atténuent les conséquences de l'occurrence de tensions nationales. L'aléa dominant en France est aujourd'hui, et demeurera sur la période de la PPE, la thermosensibilité de la demande ; l'aléa lié à l'intermittence des énergies renouvelables est aujourd'hui dominant dans les pays où le taux de pénétration de ces énergies renouvelables est le plus important (Danemark, Allemagne) ; l'aléa lié à la production hydraulique est dominant dans les pays où son rôle dans la production est majeur (Norvège, Suisse, Portugal). Les interconnexions évitent à la France d'investir dans des capacités supplémentaires pour assurer sa sécurité d'approvisionnement.



Les échanges transfrontaliers permettent de disposer de la disponibilité des capacités à l'étranger. Après la mise en service de l'interconnexion entre Baixas et Santa Llogaia (Espagne), une nouvelle interconnexion avec l'Italie (ligne Savoie-Piémont) sera mise en service en 2019/2020. D'autres projets sont en cours de construction avec l'Angleterre ou à l'étude avec l'Allemagne, la Belgique, l'Irlande ou la Suisse (voir liste ci-dessous).

Pays – Projet (capacité nominale)		Maître d'ouvrage	Avancement	Mise en service
Allemagne	Vigy Uchtelfangen	RTE & Amprion	En cours d'étude – augmentation de la capacité existante	Horizon 2021 puis 2030
	Muhlbach Eichstetten	RTE & Amprion	En cours d'étude – augmentation de la capacité existante	Horizon 2025
Belgique	Lonny Gramme	RTE & Elia	En cours d'étude – augmentation de la capacité existante	Horizon 2025
	Avelin Mastaing–Horta	RTE & Elia	En cours d'étude – augmentation de la capacité existante	Horizon 2022
Espagne	Gascogne (2 GW)	RTE	Concertation en cours	Horizon 2025
Irlande	Celtic (0,7 GW)	RTE	Début de procédure	Horizon 2025
Italie	Savoie-Piémont (1 GW)	RTE	Travaux en cours	2019-20
Suisse	Genissiat Verbois	RTE & Swissgrid	En cours d'étude – augmentation de la capacité existante	Horizon 2023
	Cornier Chavalon	RTE & Swissgrid	En cours d'étude – augmentation de la capacité existante	Horizon 2025
Royaume-Uni	IFA2 (1 GW)	RTE & National Grid	Travaux en cours	2020
	Eleclink (1 GW)	Eleclink	Travaux en cours	2021
	FAB (1,4 GW)	RTE & Fablink	Procédure suspendue actuellement	Horizon 2022
	Aquind (2 GW)	Aquind Ltd	Début de procédure	Horizon 2022
	Gridlink (1,4 GW)	Elan Energy Ltd	Début de procédure	Horizon 2022

Tableau 45 : Projets d'interconnexion électrique avec la France – Source : DGEC 2018

Enfin, le développement des interconnexions facilite l'intégration du marché européen de l'électricité ; il permet aux pays limitrophes d'accéder à une électricité au moindre coût en profitant de la complémentarité de leur mix de production.

Le schéma décennal de développement du réseau de transport d'électricité élaboré par RTE en 2016 évalue à près de 10 GW l'accroissement des capacités d'interconnexions à l'étude ou en projet pour une



mise en service d'ici 2030. Ces chiffres sont cohérents avec les scénarios du bilan prévisionnel 2017 de RTE : deux d'entre eux supposent une capacité d'import de 27 GW et une capacité d'export de 33 GW afin de garantir l'équilibre du système à l'horizon 2035.

Compte tenu des enjeux de flexibilité du système électrique français et européen, il apparaît essentiel de poursuivre les travaux de développement des interconnexions identifiées dans le schéma décennal de développement du réseau de RTE, et d'étudier l'opportunité de développer de nouvelles interconnexions au regard d'une analyse coût-bénéfice et de l'acceptabilité des projets.

Les réseaux publics de distribution d'électricité

Grandes orientations des investissements

Le développement des énergies renouvelables et de nouveaux usages de l'électricité, dont le véhicule électrique, nécessitent de repenser la structure et le pilotage des réseaux de distribution, en basse et en moyenne tension.

Les réseaux de distribution ont été initialement conçus uniquement dans une logique descendante, c'est-à-dire pour acheminer l'électricité vers les zones de consommation. Or ils accueillent aujourd'hui l'essentiel des nouvelles installations d'énergies renouvelables, nécessitant des démarches de modernisation afin de faciliter le fonctionnement bidirectionnel des réseaux.

De plus, le développement de la production décentralisée, notamment dans des zones de consommation peu denses, peut nécessiter la création ou le renforcement des ouvrages de réseau. A cet égard, la localisation des installations de production décentralisée ainsi que la taille des installations par rapport aux capacités d'accueil du réseau sont déterminantes en termes de coûts de raccordement.

En matière d'intégration des véhicules électriques, les investissements dépendent notamment de la nature des bornes installées (recharges rapides ou lentes), qui génèrent plus ou moins de contraintes sur le réseau.

Après une période de moindre investissement dans le renouvellement des réseaux qui s'était notamment traduit par un vieillissement global des infrastructures et la dégradation du temps moyen de coupure, Enedis est entré depuis plusieurs années dans un nouveau cycle d'investissements. Les investissements prévisionnels d'Enedis dans le cadre du TURPE 5 (sans compter le déploiement du compteur Linky soumis à un cadre d'investissement séparé) pour 2018 sont de 3 255 M€, en hausse de 2.5% par rapport à 2017 (3 175 M€).

Les collectivités, autorités concédantes et propriétaires des réseaux, investissent également chaque année de l'ordre de 800 à 900 M€ dans les réseaux de distribution, notamment grâce aux ressources procurées par la TCCFE (taxe sur la consommation finale d'électricité) et par le fonds d'aide aux collectivités pour l'électrification rurale (CAS Facé).

Sur la période 2018-2023, les besoins d'investissements dans les réseaux de distribution d'électricité devraient continuer à croître, pour poursuivre le renouvellement des réseaux existants et s'adapter aux nouvelles sources de production et de consommation présentées ci-dessus.

Parmi les programmes prioritaires figurent la sécurisation et la fiabilisation des postes sources en zone urbaine dense, la prolongation de la durée de vie des réseaux moyenne tension aériens dans les zones rurales ainsi que le renouvellement des câbles souterrains vétustes dans les métropoles. Les investissements, qui se sont historiquement concentrés sur la moyenne tension (HTA) qui constitue « l'ossature » du réseau de distribution, doivent également être développés sur les équipements électriques des postes de distribution et le réseau en basse tension (BT) situé en aval de ces postes, qui dessert l'essentiel des consommateurs, afin de limiter son vieillissement et éradiquer les technologies incidentogènes.



Planification et gouvernance des investissements à l'échelle nationale

Au regard de cette croissance des investissements sur le réseau de distribution et du caractère stratégique de ce dernier pour l'intégration des énergies renouvelables et le développement des nouveaux usages électriques, une coordination efficace et une gouvernance claire sont essentielles dans les prochaines années pour un bon pilotage des investissements.

En effet, si les investissements sur les réseaux de distribution résultent toujours des particularités des situations locales (apparition de contraintes réseaux dues au développement de la consommation ou de la production, vieillissement des câbles, etc.), la gouvernance au niveau national doit permettre d'assurer la cohérence des investissements et garantir les équilibres territoriaux.

La loi NOME avait institué dès 2010 les Conférences Départementales, rencontres annuelles placées sous l'égide des préfets, au cours desquelles sont présentés les programmes d'investissements des différents intervenants sur les réseaux publics de distribution d'électricité de chaque département, gestionnaires de réseaux de distribution et autorités organisatrices.

Le « Comité du système de distribution publique d'électricité » (CSDPE) créé par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, a démarré son activité en 2017. Il est chargé d'examiner la politique d'investissement de la société Enedis, ainsi que des autorités organisatrices de la distribution d'électricité (AODE) et des entreprises locales de distribution d'électricité, en s'appuyant notamment sur les synthèses des travaux des Conférences Départementales afin d'assurer la coordination entre les politiques nationales et locales d'investissements et d'évaluer leur pertinence. L'amélioration de la visibilité sur l'ensemble des investissements et sur l'état détaillé des réseaux de distribution à l'échelle locale est un enjeu clef pour l'exercice de cette coordination et la formulation de propositions d'orientations sur les politiques d'investissement.⁹³

Faire évoluer le système électrique pour intégrer une part grandissante d'énergies renouvelables

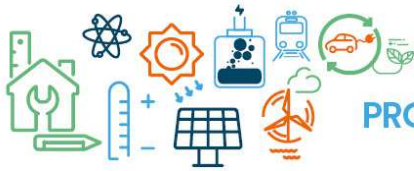
Évolutions en cours au plan européen

Le 3^{ème} paquet « marché intérieur », adopté par les Etats membres de l'Union européenne en 2009, a mis en place plusieurs outils pour faciliter la construction de l'Europe électrique. Il prévoit notamment l'élaboration de « codes de réseaux », qui visent à harmoniser les pratiques européennes dans le domaine des réseaux, afin d'améliorer la sûreté électrique dans un contexte de développement rapide des énergies renouvelables. Ces codes ont tous été approuvés fin 2016, et doivent être intégrés au cadre réglementaire français. Trois de ces codes de réseaux visent à harmoniser les exigences techniques pour les raccordements respectivement des installations de production, de consommation et les lignes à très haute tension à courant continu. Ces éléments visent également à mieux intégrer les énergies renouvelables au fonctionnement du système électrique par un raccordement adapté aux réseaux électriques.

La construction du système électrique de demain

A l'échelle nationale, l'évolution des moyens de production dans le système électrique ne génère pas de nouvelles contraintes techniques sur l'horizon de la PPE. A plus long terme, de nombreuses questions se posent sur les possibilités qu'offrent les énergies renouvelables pour assurer la stabilité du système électrique. Quel que soit le scénario retenu au-delà de la présente programmation, l'évolution du mix électrique reposera sur une baisse des moyens thermiques pilotables au niveau français et européen au profit d'énergies renouvelables notamment éolienne et photovoltaïque. Ces énergies renouvelables représenteront à long terme une part importante du mix électrique, complétés par des moyens hydrauliques, et le cas échéant par des moyens de production nucléaire. Les enjeux posés par la pénétration des énergies renouvelables sont essentiellement liés à :

93. La dimension locale de la gouvernance des investissements est abordée au chapitre 7 « Mobilisation des territoires »



SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT, DÉVELOPPEMENT
DES RÉSEAUX, DU STOCKAGE, DES FLEXIBILITÉS ET
DE LA PRODUCTION LOCALE

PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE
2019-2023 2024-2028

- la décentralisation du système électrique, avec notamment de plus en plus d'installations raccordées en HTA ou en basse tension, ce qui modifie les pratiques de gestion de flux, et des enjeux de planification importants pour permettre l'accueil de nouvelles capacités de production ;
- la gestion de la variabilité et le maintien de la qualité de la fourniture ;
- l'interfaçage de cette production, via notamment l'électronique de puissance, afin d'assurer la sécurité du système électrique.

Assurer les services système avec des énergies renouvelables

Les services système, en tension et en fréquence (ajustement, équilibrage, etc.) sont actuellement essentiellement fournis par les moyens de production traditionnels. Les énergies renouvelables peuvent déjà aujourd'hui fournir certains de ces services. Les nouvelles installations de production devront même obligatoirement avoir la capacité de remplir ces services, en vertu des codes de réseaux bientôt applicables dans toute l'Union Européenne. En revanche, la question est toujours ouverte pour d'autres services rendus au réseau qui ne semblent actuellement pas pouvoir être rendus en raison de l'interfaçage par de l'électronique de puissance.

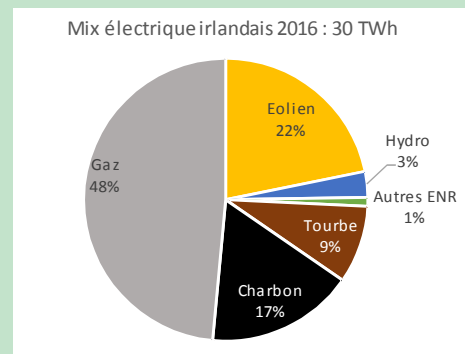
Des travaux seront engagées avec les gestionnaires de réseaux, et l'AIE afin d'étudier précisément les services que pourront rendre les énergies renouvelables interfacées par de l'électronique de puissance et les modifications possibles de la gestion du système électrique afin de garantir le même niveau de sûreté et de qualité de fourniture dans un système avec une part élevée de renouvelables.

Plusieurs exemples dans le monde montrent qu'il est possible d'assurer la stabilité du système électrique à des taux élevés de pénétration d'énergies renouvelables variables par l'adaptation des services d'équilibrage existants et par la mise en place de nouveaux services, comme le démontre par exemple le cas irlandais.

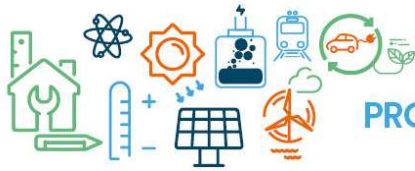
Encadré 14 : Intégration des énergies renouvelables dans le mix électrique irlandais

En 2016, l'Irlande a produit 30 TWh d'électricité dont 26 % à partir d'énergies renouvelables (ENR). Son parc installé représente un peu plus de 7 GW.

Avec une production électrique variable d'origine éolienne qui représente 22 % de la production nationale et ayant l'ambition d'atteindre 42,5 % d'ENR d'ici 2020, l'Irlande doit continuellement adapter le fonctionnement de son réseau afin d'intégrer une part croissante d'ENR intermittentes. En effet, l'Irlande est très peu interconnectée et a donc besoin de flexibilité pour assurer l'équilibre offre-demande à chaque instant.



En 2010, Eirgrid et SONI (gestionnaires du réseau de transport respectivement Irlandais et Nord-Irlandais), ont identifié une première limite à 50 % de pénétration instantanée d'électricité renouvelable intermittente permettant au système de fonctionner de manière fiable et efficace à la suite d'une perturbation ou d'un événement impactant la fréquence. En effet, les premiers problèmes auxquels le gestionnaire de réseau doit faire face résultent du taux élevé de changement de fréquence du fait d'une faible inertie synchrone et d'un manque de stabilité de la production.



Dans le but d'augmenter graduellement cette limite de 50 %, Eirgrid et SONI ont mis en place le programme "Delivering a Secure Sustainable Electricity System (DS3)". Ce programme met en place progressivement des services répondant aux problèmes potentiels du système (ex : variabilité de la production, moindre inertie, difficulté à maintenir la fréquence), identifiés au moyen d'études techniques. Parmi ces services figurent, par exemple :

- la mise en place d'exigences techniques sur les installations, par exemple une exigence pour les parcs éoliens de fournir de l'inertie « synthétique » (visant à recréer, grâce aux pâles de l'éolienne, en partie l'inertie fournie par les machines tournantes) ;
- le développement de nouveaux produits d'équilibrage, comme la fourniture de puissance réactive dynamique ou le « ramping margin », qui consiste, pour une unité de production donnée, à définir une marge de production qui peut être garantie pendant une certaine durée et qui évolue au cours du temps en fonction du degré de certitude de la production.

Ces différents mécanismes ont permis de limiter la perte de production éolienne (par écrêtement ou pour cause de congestion) à environ 4 % de la production annuelle éolienne, sans avoir recours à des volumes de stockage importants

Depuis mai 2018, Eirgrid a ainsi repoussé sa limite de pénétration des ENR à 65 %. Eirgrid a pour objectif d'atteindre 70 % en 2019 avant 75 % en 2020.

Mesure : lancer des travaux d'étude avec l'AIE et RTE sur l'intégration des renouvelables dans le système électrique et identifier les services qu'elles rendent au réseau.

Les réseaux électriques intelligents (« smart grids »)

La dénomination « réseaux électriques intelligents » ou « smart grids » englobe l'ensemble des solutions techniques, s'appuyant souvent sur les nouvelles technologies de l'information et de la communication, qui permettent aux réseaux de s'adapter et de favoriser les grandes évolutions en cours du système électrique : insertion des énergies renouvelables variables et développement de nouveaux usages de l'électricité, dont la mobilité électrique et l'autoconsommation.

Bénéfices attendus

Les solutions smart grids bénéficient à tous les acteurs du système électrique.

Elles favorisent le renforcement du rôle des consommateurs en leur permettant de participer au fonctionnement optimal du système, avec notamment le développement de l'autoconsommation, de l'effacement des consommations ou de la recharge intelligente.

Elles permettent aux gestionnaires de réseaux d'optimiser leur exploitation : notamment, par une connaissance plus fine des contraintes et la possibilité de commander à distance de nombreux éléments des réseaux, ceux-ci peuvent piloter le réseau au plus près de ses limites, le rendre plus résilient aux aléas – par exemple par l'auto-cicatrisation des incidents, et éviter des investissements coûteux. L'optimisation des flux permet également de diminuer les pertes réseaux qui représentent aujourd'hui 8 % de la consommation d'électricité.

Elles favorisent également l'optimisation du parc de production afin d'éviter d'investir dans de nouvelles capacités de production carbonées, en permettant le pilotage de la production renouvelable lorsque cela est possible, et à valoriser de nouvelles sources de flexibilité par stockage.



Pertinence économique

Des études approfondies sur l'intérêt socio-économique à plus long terme des différentes solutions smart grids ont été menées par les gestionnaires de réseaux avec l'ADEME. Ces études ont conclu à la pertinence économique de l'ensemble des solutions smart grids identifiées par les gestionnaires de réseaux à un horizon 2030⁹⁴, avec des bénéfices nets attendus autour de 400M€ par an pour la collectivité, et un impact particulièrement positif du développement du stockage ainsi que des effacements des acteurs industriels et « gros tertiaires ».

Il est à noter que la pertinence économique de nombreuses technologies smart grids est intimement liée au cadre réglementaire et sa capacité à traduire économiquement les services réellement rendus au système électrique.

De nombreux enjeux techniques

Le champ des smart grids inclut les enjeux techniques suivants : les « services système » de réglage en fréquence et en tension, indispensables à la stabilité du système électrique, sont actuellement assurés en grande partie par les grandes installations de production par voie thermique (nucléaire, thermique à flamme).

- Le stockage d'électricité peut répondre à des besoins très variés pour contribuer au bon fonctionnement du système : stockage de puissance pour répondre à des besoins quasiment instantanés d'équilibrage, stockage infra-journalier destiné à lisser une courbe de charge de consommation ou de production, ou stockage à une échelle de temps plus longue pouvant aller jusqu'à quelques mois visant à s'adapter aux différences entre les profils de production et de consommation à une échelle saisonnière. De multiples technologies existent (batteries, hydrogène, volants d'inertie, stations de pompage...) et les développements doivent se poursuivre pour trouver les optimums technico-économiques.
- Le pilotage de la recharge des véhicules électriques représente un enjeu majeur pour diminuer l'impact sur les réseaux et la gestion de l'équilibre offre/demande ; les solutions « véhicule to grid » (VtG) permettront l'injection dans le réseau de l'électricité stockée dans les batteries des véhicules ;
- De nombreuses « briques » des smart grids s'appuient sur le développement de solutions logicielles et de télécommunications permettant de disposer d'informations en temps réel sur l'état du réseau et ses contraintes, de traiter efficacement les données produites et d'agir à distance sur les différentes parties du réseau, d'une manière économiquement efficace. Les réseaux électriques étant une infrastructure vitale, une attention particulière doit être apportée à et la cybersécurité, la multiplication des points d'entrée au réseau et des échanges d'informations étant de nature à accroître leur vulnérabilité.

Les solutions smart grids nécessitent l'implication de nombreux types d'acteurs : fournisseurs d'équipements techniques pour le réseau ou le comptage, intégrateurs de solutions énergétiques, fournisseurs de solutions logicielles ou de services d'agrégation, acteurs des télécommunications, constructeurs automobiles, etc. L'acculturation de chaque catégorie d'acteurs aux fonctionnements et contraintes des autres est un enjeu majeur pour permettre le développement optimal de ces solutions.

Encourager le développement des smart grids

Le développement des smart grids ces dernières années s'est structuré autour de la mise en œuvre du plan « réseaux électriques intelligents » publié en 2014 dans le cadre de la Nouvelle France Industrielle. Ce plan vise à consolider les filières électriques et informatiques françaises sur de nouveaux marchés à

94 Voir notamment « Valorisation socio-économique des réseaux électriques intelligents », ADEef, ADEME, Enedis, RTE, juillet 2017, téléchargeable sur <http://www.enedis.fr/la-valorisation-economique-des-smart-grids>



forte croissance et créateurs d'emplois. Le soutien public a joué un rôle déterminant pour permettre l'innovation dans le domaine des smart grids. De nombreuses expérimentations ont été lancées sur le territoire français depuis plusieurs années. Dans le cadre du programme des investissements d'avenir opéré par l'ADEME, plus de 120 M€ de financement ont permis depuis 2011 la réalisation d'une vingtaine de démonstrateurs. Ces démonstrateurs favorisent le regroupement d'acteurs aux expertises complémentaires (gestionnaires de réseaux, industriels, PME/PMI, start-up, laboratoires, collectivités territoriales..) et accélèrent ainsi la mise au point de nouvelles technologies et de nouveaux modèles économiques. Les solutions smart grids testées en conditions réelles ont notamment concerné l'insertion des énergies renouvelables dans les réseaux, le développement de briques technologiques pour la modernisation de la gestion du réseau, ou la gestion de la demande en énergie (MDE).⁹⁵

Les travaux de recherche sont également encouragés, par exemple avec l'institut pour la transition énergétique (ITE) SuperGrid, plate-forme de recherche collaborative qui rassemble les compétences de l'industrie et de la recherche publique dans une logique de co-investissement public-privé. Le programme vise au développement de nouvelles technologies pour les réseaux de transport d'électricité, notamment le courant continu haute tension (HVDC). Supergrid bénéficie d'un soutien financier public (État et collectivités) de plus de 80 M€.

L'ensemble de ces dispositions vise à favoriser le développement de la filière afin de bénéficier au plus rapidement des technologies smart grids, en France mais également à l'international.

En effet, la pertinence économique des solutions smart grids dépend très largement du contexte local : cadre réglementaire, taux de pénétration des énergies intermittentes, prix de l'électricité, niveau d'interconnexion des réseaux avec l'étranger, etc.

Au niveau institutionnel, la France est également très présente dans les instances européennes et internationales qui traitent des sujets smart grids, par exemple au sein des groupes de travail de l'Agence Internationale de l'Energie, ou de l'initiative Mission Innovation créée lors de la COP 21 à Paris. Les échanges qui y ont lieu permettent de valoriser l'expertise développée en France et de bénéficier de celle des autres pays.

L'enjeu primordial des données

Le déploiement des technologies smart grids est rendu possible par, et s'accompagne de, la production de plus en plus de données portant sur l'état du réseau, les consommations et les productions, à des échelles géographiques et des pas de temps de plus en plus fins. Ces données ouvrent de nouvelles perspectives pour la transition énergétique, au niveau de la gouvernance locale des réseaux, notamment dans sa dimension de planification multi-fluides (l'électricité mais également le gaz et les réseaux de chaleur).

- Au niveau des consommateurs, la connaissance et l'interprétation des données des compteurs communicants, plus précises et facilement disponibles, peuvent être les supports d'action de maîtrise de l'énergie.
- Au niveau de l'exploitation du réseau, les données permettent d'utiliser les infrastructures au maximum de leur capacité et d'optimiser les investissements.

Des outils internet permettant aux porteurs de projet de mesurer l'impact sur le réseau du raccordement d'installations de production d'électricité renouvelable ou d'infrastructures de recharge de véhicules électriques sont en cours de déploiement ; ils constituent une véritable avancée.

Par ailleurs, de plus en plus de données sur la consommation annuelle à une maille géographique fine – permettant de conserver la confidentialité des informations lorsque celle-ci est nécessaire – ou sur les

95. Les programmes régionaux Flexgrid, SMILE et You&Grid sont abordés au chapitre 7 « Mobilisation des territoires »



SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT, DÉVELOPPEMENT
DES RÉSEAUX, DU STOCKAGE, DES FLEXIBILITÉS ET
DE LA PRODUCTION LOCALE

PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE
2019-2023 2024-2028

profils locaux des consommations sont mises à disposition de tous sur des portails « open data ». Ils facilitent l'élaboration de politiques publiques de transition énergétique locale et permettront le suivi et l'évaluation de l'efficacité de ces politiques.

Face à la multiplication des données qui vont être fournies par les smart grids, les échanges entre parties prenantes, fournisseurs et utilisateurs des données doivent se poursuivre pour aboutir à une gouvernance de la donnée satisfaisante pour tous et au service de la transition énergétique. Cela signifie qu'il y a besoin de clarté sur la propriété des données et leur utilisation possible.

Le compteur communicant, un atout majeur

Le déploiement du compteur communicant d'électricité a débuté le 1^{er} décembre 2015 et se poursuivra jusqu'en 2021. On compte déjà plus de 14 millions de compteurs installés.

L'investissement de l'ordre d'environ 5 milliards d'euros est supporté par les gestionnaires de réseaux de distribution à travers le TURPE. Le déploiement se traduit par une première phase fortement capitalistique en début de projet (de 2014 à 2021), suivie d'une deuxième phase d'amortissement. Le modèle économique du compteur est équilibré sur sa durée de vie de 20 ans, c'est-à-dire que les gains compensent les coûts de déploiement, impliquant ainsi un effet neutre à terme sur le tarif.

Le compteur communicant apporte deux principales innovations par rapport aux compteurs existants :

- une mesure beaucoup plus fine de la consommation et des informations relatives à la qualité de l'électricité fournie ;
- une capacité de communication bi-directionnelle : il peut transmettre des informations et recevoir des instructions en s'appuyant sur la technologie du courant porteur en ligne.

Le compteur communicant joue un rôle fondamental dans la modernisation du réseau en permettant d'augmenter significativement l'observabilité du réseau basse tension pour les gestionnaires de réseau, avec notamment un suivi plus fin du niveau de la tension sur le réseau basse tension, ainsi qu'une détection plus rapide des pannes et des anomalies de consommation.

Le compteur favorise l'émergence de services de maîtrise des consommations, auxquels il servira de support. Il permet également le déploiement de nouveaux mécanismes tarifaires, qui permettent de mieux révéler les coûts du système électrique et d'apporter les bonnes incitations, que ce soit au niveau des tarifs d'acheminement (TURPE) ou des offres des fournisseurs d'électricité. En permettant aux consommateurs de mieux maîtriser leur consommation, il participera à l'optimisation du réseau électrique et des moyens de production.

Mesures :

- Affiner l'évaluation économique des solutions smart grids en fonction des bénéficiaires (gestionnaires de réseaux, producteurs, consommateurs), de manière à cibler au plus efficace le soutien de l'État ;
- Exploiter au mieux le potentiel des services rendus par les compteurs intelligents, notamment en communiquant davantage sur leurs fonctionnalités ;
- Favoriser l'émergence de solutions de pilotage intelligent de la recharge pour faciliter l'intégration des véhicules électriques.



5.6.5. Les infrastructures de recharge pour carburants alternatifs

Le développement des carburants alternatifs, à savoir des Gaz Naturel Véhicule, GPL-c, électricité, hydrogène, etc., représente un levier important pour la transition du secteur des transports, en particulier celles du transport routier et du transport fluvial. En effet, ces carburants permettent de limiter la dépendance du secteur à l'égard du pétrole tout en diversifiant les sources d'énergies. Ils permettent également d'atténuer l'impact environnemental des déplacements et représentent une opportunité forte pour la réduction des émissions de gaz à effet de serre, de la pollution atmosphérique et des émissions sonores. Leur développement requiert une implication de l'État et des collectivités territoriales. Il est nécessaire d'assurer de la visibilité aux entreprises pour faciliter les investissements dans la technologie des véhicules à carburant plus propre.

Encadré 15 : Les carburants alternatifs

Les carburants alternatifs sont définis par la Directive 2014/94/UE sur le déploiement d'une infrastructure pour carburants alternatifs, comme :

« Les carburants ou sources d'énergie qui servent, au moins partiellement, de substitut aux carburants fossiles dans l'approvisionnement énergétique des transports et peuvent contribuer à la décarbonation de ces derniers et à améliorer la performance environnementale du secteur des transports. Ils comprennent notamment :

- l'électricité;
- l'hydrogène;
- les biocarburants au sens de l'article 2, point i) de la directive 2009/28/CE;
- les carburants de synthèse et les carburants paraffiniques;
- le gaz naturel, y compris le biométhane, sous forme gazeuse (gaz naturel comprimé (GNC) et sous forme liquéfiée (gaz naturel liquéfié (GNL)), et
- le gaz de pétrole liquéfié (GPL). »

La directive 2014/94/UE du 22 octobre 2014 sur le déploiement d'une infrastructure pour carburants alternatifs a demandé aux États membres de réfléchir à l'évolution de ces sources d'énergie dans le secteur des transports via la rédaction d'un cadre d'action national. La France a publié en 2017 son cadre d'action fixant les bases de développement de ces carburants.

La mise en place et le maintien d'un réseau d'infrastructure de recharge et de ravitaillement est un enjeu majeur pour le développement des carburants alternatifs. La structuration du réseau de distribution s'adapte à chaque carburant : la recharge électrique se structure entre une recharge chez les particuliers et une recharge publique, les points de recharge en hydrogène se structurent en premier lieu via des flottes captives identifiées, le GNL maritime nécessite un développement spécifique lié à une utilisation en tant que carburant marin et le réseau de distribution du GNV se développe dans un souci de mobilité européenne. Le réseau de distribution du GPL est déjà structuré et utilisé.

Réseaux de recharge électrique

Afin de dimensionner les besoins, la Directive européenne 2014/94/UE du 22 octobre 2014 fixe un ratio indicatif d'une borne publique pour dix véhicules électriques, soit un ensemble de 100 000 bornes de recharge publique en 2022 si la filière automobile atteint ses objectifs de développement du véhicule électrique. Ce ratio doit cependant être adapté selon le contexte. La fiche en *Annexe 3* vise à proposer une évaluation de la demande en bornes de recharge d'une puissance de 7 kW et d'une puissance de 22 kW en fonction de la localisation géographique, cette approche permettant notamment d'identifier les



zones où les besoins sont les plus importants. Les résultats de cette simulation montrent que 2,2 millions de bornes de recharge sont nécessaires, à terme, pour couvrir les besoins de l'ensemble des véhicules (hors recharge puissance modérée), ce qui correspond à un ratio de 6,5 bornes pour 100 véhicules, soit une borne pour 15 véhicules. Cela inclut 0,8 bornes pour 100 véhicules pour la recharge d'une puissance de 22 kW/de forte puissance. Or cette répartition n'est pas uniforme sur l'ensemble du territoire. Les besoins en recharge publique sont plus importants dans les zones urbaines denses, où le nombre de places de parkings privées est réduit. Ces zones urbaines constituent également l'un des domaines de pertinence du véhicule électrique. Il est donc nécessaire de prévoir un réseau de recharge publique dense. Dans les milieux ruraux, la dispersion de l'habitat facilite l'installation de bornes à domicile et les besoins en recharge publique visent essentiellement à assurer une couverture géographique. Enfin, un réseau de bornes de recharge d'une puissance de 22 kW va devoir être développé le long des grands axes, à intervalles réguliers, de manière à permettre la circulation des véhicules électriques pour les longs trajets. Ce réseau doit être suffisamment dimensionné pour absorber les pointes saisonnières.

Réseaux de distribution de gaz

Gaz naturel véhicules

Le nombre réduit de stations de ravitaillement pour le gaz naturel est actuellement le principal frein à l'adoption de ce mode de propulsion par les transporteurs routiers. Le nombre de stations devra être dimensionné de manière à assurer la couverture des grands axes routiers, ainsi qu'une couverture géographique, qui peut être défini comme une distance ou un temps de trajet maximal pour rejoindre la station la plus proche. Le Cadre d'action national pour les carburants alternatifs a donné des premières lignes directrices de développement, il s'agit aujourd'hui d'avoir une vision plus ambitieuse. On estime à 138 et 326 le nombre minimal de stations nécessaires en 2023 et 2028 respectivement pour alimenter les véhicules fonctionnant au gaz en circulation à cette date. De plus, on estime à 367 et 845 le nombre maximal de stations rentables en 2023 et 2028 respectivement.

Gaz de pétrole liquéfié

La consommation de GPL dans le monde et en Europe est en forte croissance. La France montre une consommation très stable. Le réseau européen a un maillage dense. La France est un des seuls pays européens où le réseau a légèrement diminué ces 10 dernières années. Le réseau est en place et n'a pas besoin d'investissement de la part des acteurs publics. Il n'est pourtant utilisé qu'à 25 % de sa rentabilité économique. Il existe un potentiel pour le développement du marché et le réseau est prêt à accueillir le bio-GPL.

Hydrogène

Le développement des stations de recharge hydrogène se poursuivra selon la logique dite des « flottes captives », qui consiste à aider au déploiement de stations à proximité des acteurs qui font le choix de l'hydrogène. Ainsi, le plan de déploiement de l'hydrogène vise à déployer des écosystèmes territoriaux de mobilité hydrogène sur la base notamment de flottes de véhicules professionnels :

- 5 000 véhicules utilitaires légers et 200 véhicules lourds (bus, camions, TER, bateaux) ainsi que la construction de 100 stations, alimentées en hydrogène produit localement à l'horizon 2023,
- de 20 000 à 50 000 véhicules utilitaires légers, 800 à 2000 véhicules lourds et de 400 à 1000 stations à l'horizon 2028.



Objectifs et mesures pour développer les infrastructures de recharge pour carburants alternatifs

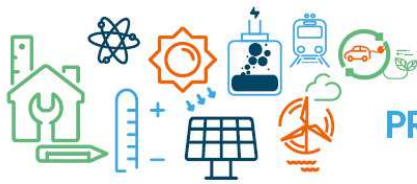
Filière	Etat des lieux (janvier 2018)	Objectifs – 2023	Objectifs – 2028
Électricité	22 308 points de recharge publics	100 000 points de recharge publics	
GPL-c	1 750 stations	Développement du parc de véhicules uniquement : L'infrastructure existante est capable d'assurer une augmentation de 500 % du parc	
Hydrogène	Une vingtaine de stations	100 stations	400 à 1000 stations
GNV (GNL et GNC)	82 stations de ravitaillement (février 2018)	140 à 360 stations	330 à 840 stations
GNL maritime	Le Havre (électricité) Marseille (3 postes)	Développement dans tous les grands ports	
Electricité à quai	Marseille (3 postes)	Au cas par cas, utilisation du GNL à quai pour fournir l'électricité à tous les bateaux (plus de flexibilité, puissances élevées)	

Principales mesures :

- Réviser le cadre législatif et réglementaire concernant l'évolution de la technologie et de la maîtrise des risques des installations de ravitaillement au GNV et à l'hydrogène de façon à en faciliter le déploiement et au pilotage des bornes de recharge électrique d'ici 2020 ;
- Encourager le développement des bornes électriques grâce à une prise en charge accrue du coût du raccordement par le TURPE, le CITE et une mobilisation des CEE ;
- Porter à 75 % le niveau maximal de la prise en charge, par les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité, du coût de raccordement des infrastructures de recharge électrique ouvertes au public ;
- Rendre obligatoire le pré-équipement de bornes de recharge électrique dans tous les parkings de plus de dix places des bâtiments neufs ou rénovés, et l'équipement de tous les parkings de plus de 20 places des bâtiments non résidentiels d'ici 2025.
- Simplifier le « droit à la prise » pour les personnes physiques ou morales utilisant un parking intérieur ou extérieur dans les copropriétés.



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



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

Les enjeux

La transition vers une économie bas-carbone (sobre en consommation de matières et d'énergie, très circulaire et décarbonée) rend tout particulièrement nécessaire une amplification des actions en matière de recherche et d'innovation dans le domaine de l'énergie, afin de développer les technologies et comportements qui contribueront à réduire les émissions, tout en positionnant la France de manière compétitive sur les marchés en devenir de biens et services bas-carbone.

De nombreux besoins spécifiques en recherche et innovation sont identifiés :

- dans les secteurs énergétiques, pour la décarbonation de l'énergie, l'efficacité énergétique, le stockage de l'énergie, la gestion intelligente des réseaux de transport et de distribution, ainsi que les solutions de capture, stockage et réutilisation du carbone ;
- dans les secteurs non énergétiques, pour l'amélioration des process visant l'efficacité « carbone » et environnementale, l'optimisation, le recyclage et la réutilisation des ressources ;
- en termes d'impact sanitaire de la transition énergétique et des nouvelles technologies, d'innovations sociales (évolution des comportements, conduite et appropriation du changement...) et organisationnelle (politiques publiques...).

Ces besoins, pour répondre aux enjeux de la transition bas-carbone, mobiliseront l'ensemble des acteurs impliqués dans des actions de recherche et d'innovation bas-carbone à l'échelle française mais également européenne et internationale.

Plans et stratégies existants

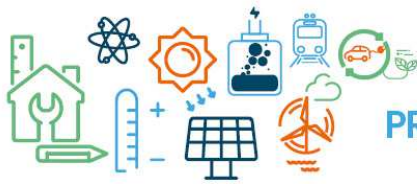
Au niveau international, la France participe notamment à l'initiative Mission Innovation, lancée lors de la COP21 en novembre 2015 par les présidents Hollande, Obama et Modi en présence d'une vingtaine de chefs d'Etat. Elle s'appuie sur le constat que l'innovation sera indispensable pour respecter à long terme les engagements de l'Accord de Paris et qu'une accélération est nécessaire. Elle vise ainsi trois objectifs :

- doubler les financements publics de R&D dans les énergies décarbonées entre 2015 et 2021 ;
- renforcer la coopération entre pays membres sur ces actions de R&D ;
- mobiliser les investisseurs privés pour amener les nouvelles solutions sur le marché.

8 défis thématiques (« innovation challenges ») ont été lancés dans le cadre de cette initiative sur les thématiques suivantes : réseaux intelligents, accès à l'énergie hors réseau, captage/stockage/valorisation du carbone, biocarburants avancés, conversion de l'énergie solaire en combustibles, matériaux avancés, chaleur et froid décarbonés pour les bâtiments et hydrogène. La France participe à l'ensemble de ces défis et co-dirige celui traitant d'accès à l'énergie hors réseau.

Au niveau européen, le plan stratégique pour les technologies énergétiques (SET-Plan) a pour objectif la mise en place d'une politique de coopération communautaire pour accélérer le développement et le déploiement des technologies bas-carbone.

Au niveau français, la Stratégie Nationale de Recherche est construite autour de 10 grands défis sociétaux dont trois dédiés à la transition énergétique : « Gestion sobre des ressources et adaptation au changement climatique », « Une énergie propre, sûre et efficace » et « Transports et systèmes urbains durables ». La Stratégie Nationale de Recherche Énergétique en constitue le volet énergie. Elle comporte 4 orientations :



1. Cibler les thématiques clés pour la transition énergétique :

Cette orientation reflète les objectifs gouvernementaux (diversification du mix énergétique et développement des énergies renouvelables, renforcement de l'efficacité énergétique dans tous les secteurs d'activité, réduction de l'utilisation des ressources fossiles, etc.) en listant les défis scientifiques et technologiques associés (flexibilité des systèmes pour l'intégration des ENR, décentralisation et gouvernance multi échelles des systèmes énergétiques, rôle accru des consommateurs, amélioration continue du nucléaire, etc.). Dans cette perspective, il est notamment proposé :

- d'accroître le caractère interdisciplinaire de la R&D (lien entre transition énergétique et révolution numérique, enjeux environnementaux et inscription dans l'économie circulaire, impacts sanitaires de la transition énergétique et des nouvelles technologies, enjeux économiques et sociaux pour associer les consommateurs et accompagner la décentralisation des systèmes) ;
- de mener, dans une approche systémique, des analyses comparatives des différentes solutions de flexibilité en cours de développement (effacements, pilotage de la production, stockage, couplage de réseaux et de vecteurs, etc.) afin de disposer d'une vision consolidée des options technologiques à court, moyen et long terme. Ces recherches viendront compléter les nombreux efforts en cours sur les différents moyens innovants de production (par exemple les énergies marines) ou de maîtrise de la demande (par exemple les matériaux et procédés pour la rénovation énergétique des bâtiments).

2. Développer la Recherche & Développement & l'Innovation (R&D&I) en lien avec les territoires et le tissu industriel, en particulier les petites et moyennes entreprises, ainsi que les entreprises de taille intermédiaire :

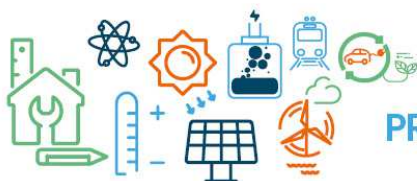
L'orientation 2 souligne les enjeux économiques de maintien et d'amélioration des filières matures les plus compétitives et de développement de nouvelles filières, qui s'inscrivent dans un cadre international, au-delà des besoins de la transition énergétique en France. Afin d'accélérer le transfert de technologies depuis les centres de R&D vers le marché, une approche collaborative entre les secteurs public et privé et une démarche d'expérimentation sont nécessaires. Il est notamment proposé :

- d'amplifier la démarche de soutien à la démonstration des nouvelles technologies et solutions, en particulier dans les territoires, en lien avec les collectivités (par exemple, à travers l'action du prochain PIA3), et en utilisant tous les instruments financiers (aides d'Etat ou fonds propres) ;
- de soutenir le développement des PME/ETI, non seulement par un accompagnement financier (par exemple avec des AAP tels que le concours d'innovation, en partenariat avec les pôles de compétitivité) mais aussi par un accompagnement au positionnement sur les marchés (mise en relation avec les industriels) ;
- de structurer les filières françaises, en renforçant les initiatives existantes au niveau français (cf. plans de la Nouvelle France Industrielle, comités stratégiques de filières), en menant des analyses régulières du positionnement des acteurs français sur la scène internationale et mobilisant ces acteurs pour participer aux initiatives européennes ou mondiales.

3. Développer les compétences et connaissances pour et par la R&D&I :

L'orientation 3 vise le développement des compétences, tant pour la consolidation d'une communauté de recherche sur l'énergie que pour la formation et l'information des différents publics intéressés (professionnels, société civile, décideurs). Un accent fort est mis sur le caractère pluridisciplinaire et la constitution d'une communauté des sciences de base pour l'énergie, y compris les sciences humaines et sociales. Il est proposé à cet effet de :

- renforcer les collaborations internationales et la visibilité mondiale des acteurs de la R&D française dans le domaine de l'énergie ;
- développer des réseaux thématiques de chercheurs permettant de constituer des masses critiques autour des laboratoires d'excellence existants et de s'appuyer également sur les grandes infrastructures de recherche ;



RECHERCHE ET INNOVATION POUR LE DÉVELOPPEMENT DES NOUVELLES TECHNOLOGIES DE L'ÉNERGIE

PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE

2019-2023 2024-2028

- développer la capacité de modélisation et de prospective, en vue d'élaborer des scénarios intégrant les différentes dimensions des systèmes énergétiques et permettant de caractériser et orienter les choix du bouquet énergétique ;
- développer des nouvelles formations pour les métiers de la transition énergétique, avec l'appui des établissements d'enseignement supérieur ou des instituts tels que les Instituts de la Transition Énergétique ;
- associer la société civile aux projets de démonstration dans les territoires et au retour d'expérience de ces démonstrations, afin de faciliter les débats et choix de société et l'adoption des technologies apportant les meilleurs services.

4. *Créer une gouvernance légère et performante permettant d'assurer le pilotage opérationnel dynamique de la Stratégie Nationale de Recherche Énergétique.*

Cette dernière orientation souligne le besoin de coordonner la mise en œuvre de la SNRE avec les initiatives existantes aux différentes échelles géographiques, du local (en particulier au niveau régional) à l'international (en particulier au niveau européen avec le programme Horizon 2020 et le SET Plan) et de consolider la gouvernance pour une mise en œuvre efficiente au-delà de la phase d'élaboration de la stratégie.

Soutiens et financements

L'effort annuel de financement public de la recherche réalisé par la France dans le domaine des nouvelles technologies de l'énergie (énergies renouvelables, efficacité énergétique, capture et usage du carbone, stockage et réseaux) a été de l'ordre de 440 M€/an ces dernières années, selon la nomenclature proposée par l'Agence internationale de l'énergie, soit un peu plus de 40 % des dépenses de recherche réalisées par la France dans le domaine de l'énergie.

Parallèlement au financement des organismes publics de recherche, l'État soutient des actions de R&D opérées par l'ADEME (notamment le volet démonstrateur), BPI France, et la Caisse des dépôts et consignations (CDC), ainsi que par l'Agence Nationale de la Recherche (Instituts pour la transition énergétique, appels à projets génériques). Par ailleurs, l'État finance l'innovation ayant un potentiel de mise sur le marché à court terme via le Fonds Unique Interministériel.

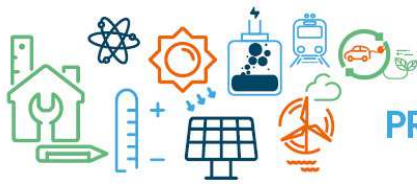
Entre 2010 et 2017, l'ADEME a opéré les actions des deux premiers volets du PIA : « Démonstrateurs de la transition écologique et énergétique » et « Véhicules et transports du futur », couvrant ainsi de multiples thématiques se répartissant en quatre grands volets :

- la production d'énergies renouvelables, le stockage de l'énergie et les réseaux électriques intelligents ;
- l'efficacité énergétique dans le bâtiment, l'industrie et l'agriculture et la chimie du végétal ;
- l'économie circulaire et les déchets ;
- les transports dans toutes ses composantes et la mobilité.

Différents outils de financement furent mis en œuvre, appels à projets pour démonstrateurs, initiative PME et interventions en fonds propres, permettant de financer, au travers de 85 appels à projets, 745 projets pour un montant global d'aides de 2,5 Md€ (budget global des projets : 7,22 Md€).

Dans la continuité des PIA 1&2, l'ADEME est opérateur de plusieurs actions dans le cadre du troisième volet du PIA (démarré en 2017), pour un montant total de 1 Md€ :

- « démonstrateurs territoriaux et d'innovation de grande ambition », avec 400 M€ de fonds propres et 300 M€ d'aides d'Etat (la CDC est également opérateur avec des crédits séparés sur le volet territorial). Cette action constitue pour l'Ademe la suite des actions PIA1&2 pour le soutien aux « démonstrateurs de la transition écologique et énergétique » ;
- « concours d'innovation » dédiés aux PME, avec 150 M€ d'aides d'Etat (la BPI est également opérateur avec 150 M€, qui doivent aussi couvrir le volet territorial) ;



RECHERCHE ET INNOVATION POUR LE DÉVELOPPEMENT
DES NOUVELLES TECHNOLOGIES DE L'ÉNERGIE

PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE

2019-2023 2024-2028

- soutien aux « écosystèmes d'innovation » dans le domaine de la mobilité durable, avec 150 M€ d'aides d'Etat.

Actions incitatives destinées à stimuler la recherche et l'innovation associées aux énergies, renouvelables - Les Instituts pour la Transition Énergétique

Les Instituts pour la Transition Énergétique (ITE) sont des plateformes publiques-privées qui visent à constituer des campus d'excellence rassemblant recherche académique, grands groupes et tissus de PME sur les thèmes spécifiques de la transition énergétique pour favoriser l'innovation en faisant converger les efforts publics de R&D et les stratégies industrielles. Les ITE ciblent ainsi le développement industriel d'une filière complète, depuis l'innovation technologique jusqu'au démonstrateur et au prototype industriel.

L'Agence nationale de la recherche (ANR), dans le cadre du programme des investissements d'avenir (PIA), assure le suivi de cette dizaine de structures, dans les domaines suivants :

- chimie verte et matériaux agrosourcés ;
- énergies marines renouvelables ;
- énergies solaires ;
- géothermie ;
- réseaux électriques intelligents ;
- efficacité énergétique ;
- bâtiment durable ;
- véhicule décarboné et mobilité.

Ce programme est doté d'une enveloppe de l'ordre du milliard d'euros finançant jusqu'à 50% des activités de l'ITE.

Encadré 16 : Une coopération bilatérale franco-allemande renforcée pour favoriser le développement de solutions innovantes

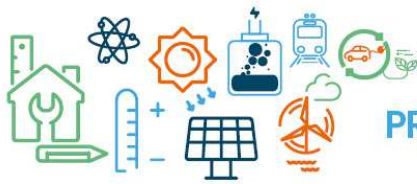
Le ministère français de l'Enseignement supérieur, de la Recherche et de l'Innovation, via l'Agence nationale de la recherche (ANR), et le ministère fédéral allemand de l'Éducation et de la Recherche (BMBWF) ont lancé en 2018 un appel à projets bilatéral sur le stockage et la distribution de l'énergie (clôture prévue en janvier 2019).

Cet appel à projets vise à soutenir la mise au point de solutions innovantes, efficaces et durables pour le stockage et la distribution de l'énergie.

Il s'inscrit dans le cadre d'une coopération franco-allemande renforcée dans le domaine de l'énergie. Ce partenariat vise à stimuler l'innovation en France et en Allemagne pour contribuer à la mise en place d'un système énergétique durable d'ici 2050 en Europe.

L'appel soutiendra des projets collaboratifs réunissant des partenaires français et allemands, et dont les recherches amont (niveau de maturité technologique - TRL compris entre 1 et 5) ont pour finalité le développement de solutions économiquement, écologiquement et socialement performantes pour la distribution et le stockage de l'énergie en France, en Allemagne, et en Europe. Il s'adresse à la fois aux organismes de recherche et aux entreprises.

Les projets attendus doivent porter sur l'une des deux principales thématiques : 1. Conversion et stockage de l'énergie provenant de sources renouvelables, 2. Réseaux énergétiques (de transport et de distribution) intelligents. Les thématiques abordées dans ce cadre pourront contribuer à atteindre les objectifs affichés dans le plan d'action du SETPlan batteries et stockage.



Analyse des pratiques et des modes de vies pour mieux accompagner les « consomm'acteurs » dans la transition écologique et énergétique

Au-delà des seuls progrès technologiques, la question du changement des comportements, et plus généralement, de l'évolution de nos modes de vie, est un enjeu clé de la transition écologique et énergétique. Les nouvelles solutions techniques émergentes impliquent de nouvelles organisations qui doivent être acceptées par l'ensemble des acteurs et s'insérer dans des dynamiques sociales qui ne sont pas nécessairement convergentes.

Ainsi, il existe aujourd'hui un consensus sur la nécessité de faire évoluer les pratiques à l'échelle individuelle et collective. Toutefois, les actions à mettre en œuvre pour atteindre les objectifs fixés restent complexes à définir.

En effet, devant la multiplicité des outils disponibles (information, communication et éducation, accompagnement au changement, incitations économiques, obligations réglementaires ou juridiques, services ou produits), il convient d'identifier les leviers les plus efficaces notamment en fonction des pratiques et des catégories sociales.

Il s'agit également de mieux appréhender les freins au changement et à la diffusion des technologies et a contrario de caractériser les enjeux économiques, politiques, institutionnels et juridiques qui conditionnent l'émergence des facteurs de succès et l'acceptabilité sociale.

Enfin, l'essor du numérique permet un accès à la donnée sans commune mesure par rapport aux pratiques antérieures qu'il convient d'exploiter au mieux pour accompagner la transition énergétique. Pour autant, cette technologie n'est pas toujours acceptée.

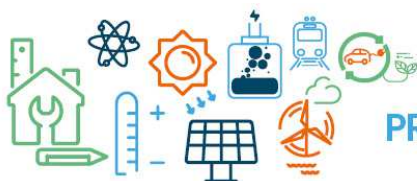
Il est donc encore nécessaire de faire progresser les connaissances et la compréhension des comportements dans la sphère individuelle et collective, en vue d'élaborer les méthodes et les outils afin d'accompagner l'évolution de ces comportements.

A ce titre, ces problématiques sont considérées comme déterminantes pour réussir la transition écologique et énergétique française et sont au cœur de la stratégie nationale de la recherche énergétique et font l'objet de nombreuses actions conjointes menées par les acteurs de la recherche dans les domaines de l'énergie et des sciences sociales.

Au niveau national, des unités de recherche se consacrent aux enjeux sociaux et politiques de l'énergie et de l'environnement. Par ailleurs, la cellule Energie du CNRS a mis en place un groupe thématique « GT9 - Sociologie et prospective économique » dont les objectifs sont d'identifier les problèmes sociologiques dans les questions d'énergie, de mutualiser les connaissances et les approches, mais aussi de contribuer au rapprochement entre sciences de l'ingénieur et sciences humaines. De manière concrète, les appels à projet de la cellule Energie non thématiques encourage le dépôt de projets sur les aspects socio-économiques de l'énergie et sélectionnent a minima deux projets par an sur cette thématique.

Par ailleurs, l'Alliance Nationale de Coordination pour la Recherche dans l'Energie (ANCRE) mène des actions conjointes avec son homologue l'Alliance nationale des sciences humaines et sociales (ATHENA) au travers de son groupe programmatique « Prospective et économie de l'énergie ». Par ce biais, la dimension SHS a été intégrée dans les différents scénarii énergétiques établis par ANCRE.

Au niveau européen, les points de contacts nationaux énergie et sciences humaines et sociales du programme cadre de recherche Horizon 2020 sont engagés dans un dialogue régulier afin de promouvoir l'intégration de partenaires français dans des projets transverses.



Encadré 17 : Exemples d'actions de R&D favorisant le déploiement des énergies renouvelables et la baisse de la consommation d'énergie

Compétitivité de la production d'hydrogène vert :

L'hydrogène présente un intérêt énergétique majeur pour la transition énergétique peu exploité aujourd'hui. Il peut être utilisé pour la production d'énergie sur le réseau, ou dans les transports, et c'est une solution pour le stockage de l'énergie, notamment de l'électricité, ce qui sera un des défis majeurs des systèmes énergétiques du 21^e siècle. L'hydrogène comme vecteur énergétique représente ainsi un enjeu scientifique, environnemental et économique.

Les technologies d'électrolyses, permettant la production d'hydrogène à partir d'énergies renouvelables, arrivent aujourd'hui à maturité, comme en témoigne la baisse des coûts observée ces dernières années (division par 4 depuis 2010). Toutefois, pour que la production d'hydrogène vert atteigne des coûts comparables à ceux obtenus par les méthodes conventionnelles (vaporéformage) à l'horizon 2030, le soutien à la R&D et l'innovation reste incontournable.

Mettre la révolution numérique au service de la rénovation énergétique des bâtiments :

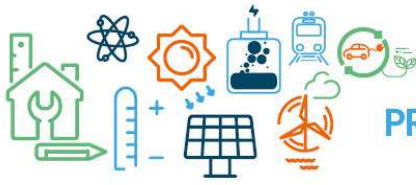
En France, le secteur du bâtiment représente près de 45 % de la consommation d'énergie finale et 27 % des émissions de gaz à effet de serre. Sa contribution à la transformation de notre modèle de développement pour la sobriété énergétique est donc impérative et passe par la réduction des besoins en énergie des bâtiments, le recours à des systèmes efficaces pour limiter la consommation d'énergie et enfin le déploiement des énergies renouvelables. Pour ce faire, la capacité à moderniser l'ensemble de la filière du bâtiment en soutenant les innovations et leur diffusion à un maximum notamment les artisans, est un enjeu majeur.

Le numérique constitue une opportunité inédite pour développer des innovations dans le bâtiment. A titre d'illustration, la maquette numérique (BIM : Building Information Modeling), déjà courante dans le secteur de la construction neuve, et en développement dans le domaine de la rénovation, permettra une meilleure connaissance du bâtiment. D'une part cela permettra d'optimiser les travaux et les rénovations ultérieures (moins d'erreurs dans les travaux ou rénovations, moins de déchets, moins d'émissions de gaz à effet de serre), mais également de mieux cibler les travaux en particulier pour réduire les émissions de gaz à effet de serre. Plus généralement, la révolution des données dans le bâtiment doit permettre de mieux connaître, mieux comprendre, mieux diagnostiquer et in fine mieux traiter la question énergétique. Les objets connectés et la gestion intelligente des bâtiments ou îlots de bâtiments, mais également l'intelligence artificielle offrent des perspectives de progrès radicales pour l'identification des rénovations prioritaires et des travaux pertinents ou pour la maîtrise des usages et l'évolution des comportements.

Rendre les réseaux électriques davantage intelligents pour permettre une intégration massive des EnR et le développement de la mobilité électrique :

Plus de la moitié des nouvelles installations de production d'électricité aujourd'hui construites en Europe sont à énergie renouvelable, avec des contraintes différentes sur les réseaux que les énergies fossiles. Cette nouvelle donne nécessitera à moyen terme de profondes évolutions de la structure des réseaux électriques de transport et de distribution et de leur exploitation.

L'augmentation du taux de pénétration des EnR variables va conduire à davantage de décentralisation et de flexibilité de l'offre, nécessitant une gestion optimisée du réseau. Dans cette nouvelle perspective, l'innovation sera primordiale notamment pour développer des capacités de stockage multi-formes, intégrer la mobilité électrique, valoriser les interactions entre différents vecteurs énergétiques, répartir l'intelligence de contrôle de l'appareil individuel au réseau central haute tension et partager et optimiser les données délivrées par le réseau.



RECHERCHE ET INNOVATION POUR LE DÉVELOPPEMENT
DES NOUVELLES TECHNOLOGIES DE L'ÉNERGIE

PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE

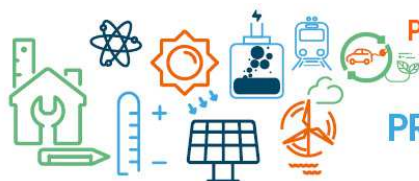
2019-2023 2024-2028

Objectifs et mesures :

- Poursuivre et amplifier le soutien à la R&D et l'innovation pour la transition énergétique, notamment par le biais du Programme des Investissements d'Avenir en cohérence avec les grandes orientations formulées par le Conseil de l'innovation, mis en place en 2018 ;
- Confirmer les engagements pris dans le cadre de Mission Innovation et notamment le renforcement du financement public de la R&D pour accélérer le développement des technologies au service de la transition énergétique ;
- Renforcer la participation française aux grands programmes de recherches internationaux et notamment le futur programme cadre Horizon Europe ;
- Développer de nouvelles formations pour les métiers de la transition énergétique, avec l'appui des établissements d'enseignement supérieurs ou des instituts tels que les Instituts de la Transition énergétique.



**Préservation du pouvoir d'achat
des consommateurs
et de la compétitivité des prix
de l'énergie, évaluation
des besoins de compétences
professionnelles**



PRÉSERVATION DU POUVOIR D'ACHAT DES CONSOMMATEURS
ET DE LA COMPÉTITIVITÉ PRIX DE L'ÉNERGIE, ÉVALUATION
DES BESOINS DE COMPÉTENCES PROFESSIONNELLES
PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE
2019-2023 2024-2028

7. Préservation du pouvoir d'achat des consommateurs et de la compétitivité des prix de l'énergie, évaluation des besoins de compétences professionnelles

7.1. Enjeux macro-économiques et impacts socioéconomique de la PPE

Le modèle Three-ME a été utilisé pour évaluer les impacts macro-économiques du scénario proposé par la SNBC. Le scénario de la SNBC est le même que celui de la PPE concernant les consommations d'énergie jusqu'en 2028. A noter que des mesures SNBC concernant la réduction des émissions de gaz à effet de serre autres que celles liées à la combustion d'énergie dans l'agriculture ou la foresterie notamment, ne sont pas dans la PPE mais font partie du scénario dont l'impact macro-économique a été modélisé. Par facilité de langage, dans la suite de ce paragraphe le scénario sera appelé « Scénario PPE » car il correspond à l'horizon temporel de la PPE et que les mesures de la PPE ont impact prépondérant sur l'ensemble.

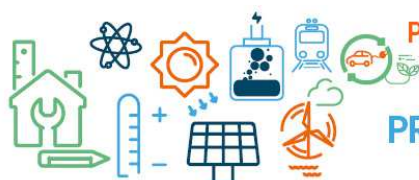
Encadré 18 : le modèle Three-ME, une approche macroéconomique « hybride »

Le modèle Three-ME, développé depuis 2008 par l'OFCE et l'ADEME, et utilisé pour l'évaluation de la PPE est un modèle d'équilibre général calculable keynésien au sens où la dynamique des prix et de l'offre de monnaie rend compte de déséquilibres transitoires sur les marchés et notamment le marché du travail, et où le taux d'intérêt est fixé par la Banque Centrale sur le marché financier. Il est également hybride au sens où sont conciliées une approche top-down classique et une approche bottom-up qui consiste à donner un fondement microéconomique aux décisions des ménages quant à la consommation énergétique, la rénovation thermique et l'achat de logements et de véhicules. Dans ce bloc hybride sont également modélisés des parcs de véhicules et de logements ventilés par classe d'efficacité permettant de mesurer très finement les émissions de CO₂ de l'économie.

Le modèle Three-ME est multi-sectoriel : il considère 24 secteurs économiques (agriculture, sidérurgie, production d'énergie, transport ferroviaire, services non marchands, etc.), ce qui permet d'analyser les effets des transferts d'activité d'un secteur à un autre (en termes d'emploi, d'investissement, d'importations, etc.). Enfin, le modèle Three-ME considère quatre facteurs de production (le capital, le travail, les consommations intermédiaires et l'énergie) et 17 types d'énergies (pétrole, biocarburant, nucléaire, gaz, géothermie, éolien, etc.) plus ou moins substituables.

Riche de 14 000 équations et de 70 000 paramètres, le modèle est caractérisé par les équations suivantes :

- **Les prix** : le prix notionnel est obtenu en appliquant un taux de marge, lui-même variable, sur les coûts unitaires de production (théorie du mark-up) ;
- **Les taux d'intérêts réels** : ils sont fixés par les autorités monétaires (règle de Taylor) ;
- **L'investissement** : il dépend de la production anticipée, de sa dynamique passée, des substitutions entre facteurs de production. À court terme, le stock de capital est déduit de l'investissement selon l'équation standard d'accumulation du capital, et résulte à long terme de l'optimisation des facteurs de production ;
- **Le salaire** : il est déterminé par la courbe Wage-Setting qui établit une relation entre le taux de chômage et le niveau des salaires réels, en tenant compte également du prix à la consommation anticipée et de la productivité du travail ;
- **Le commerce extérieur** : l'imparfaite substitution entre les produits domestiques et les produits importés (cf. Armington) est caractérisée par les prix relatifs, une élasticité de substitution et le niveau de demande agrégée ;



**PRÉSERVATION DU POUVOIR D'ACHAT DES CONSOMMATEURS
ET DE LA COMPÉTITIVITÉ PRIX DE L'ÉNERGIE, ÉVALUATION
DES BESOINS DE COMPÉTENCES PROFESSIONNELLES**
PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE
2019-2023 2024-2028

- **L'État** : il a un comportement exogène, ce qui l'amène à dépenser au prix de marché, à payer ses salariés au salaire du marché ou encore à subventionner un secteur selon une dynamique prédéfinie ;
- **La fonction de production** : les entreprises minimisent leurs coûts à partir de fonction CES (Constant Elasticity of Substitution) « généralisée » et de trois arbitrages : entre les différents facteurs de production, entre les différents types de biens et les différents vecteurs énergétiques (le mix électrique étant exogène) et entre les produits domestiques et les produits importés ;
- **La fonction de consommation** : les ménages arbitrent d'abord leurs investissements en logement et voiture, en tenant compte des coûts d'usage associés (amortissement du prix d'achat net des aides, part d'autofinancement et d'emprunt, coût de la consommation d'énergie, etc.). En particulier, la demande totale de logement (en m²) croît comme la population et celle de transport croît avec le revenu et les prix relatifs des carburants. La consommation des biens autres que l'énergie est modélisée à travers une fonction d'utilité de type Linear Expenditure System (LES) généralisée qui tient compte d'une consommation incompressible et d'un arbitrage optimisé entre les différents biens de consommation.

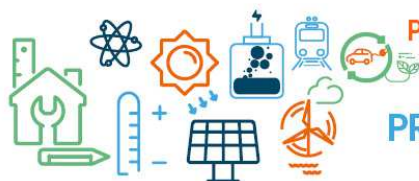
Les résultats présentés reposent sur les hypothèses suivantes :

- Les recettes de fiscalité carbone sont redistribuées sous forme de baisses d'impôts aux ménages et aux entreprises ;
- Les autres pays s'engagent comme la France sur un objectif de neutralité carbone à l'horizon 2050.
- Il existe initialement d'importantes capacités de production inutilisées ;
- Les investissements liés à la transition énergétique n'évincent pas les autres investissements. En particulier, il est supposé qu'il n'y a pas de hausse des taux d'intérêt réels ;
- Les dommages liés au changement climatique ne sont pas pris en compte.

A noter que les résultats présentés ici ne sont pas comparables à ceux de l'évaluation de la première PPE : un PIB plus élevé de 1pt ne peut pas être interprété comme une révision à la hausse de la projection macro-économique de la PPE adoptée en 2016. En effet les résultats doivent se comprendre comme un différentiel à la hausse ou à la baisse par rapport à un scénario avec mesures existantes. Or le scénario avec mesures existantes de 2018 n'est plus le même que celui qui avait été évalué en 2016, car il tient compte de toutes les mesures adoptées au 1^{er} juillet 2017.

	2023	2028
PIB	1,3	1,9
VA du secteur marchand	1,8	2,4
Consommation des ménages	0,4	1,3
Pouvoir d'achat des ménages	1,1	2,2
Emploi (en nombre supplémentaire par rapport au scénario AME)	246 000	413 000
Balance commerciale (en % de PIB en valeur)	0,2	-0,1
Facture énergétique (en % de PIB en valeur)	-0,6	-0,9
Solde public (en % de PIB en valeur)	0,5	0,8
Investissements cumulés (depuis 2018 en Mds€)	93	271

Tableau 46 : Principaux résultats de l'évaluation macro-économiques (en % d'écart au scénario avec mesures existantes sauf pour l'emploi, le solde public et les investissements)



**PRÉSERVATION DU POUVOIR D'ACHAT DES CONSOMMATEURS
ET DE LA COMPÉTITIVITÉ PRIX DE L'ÉNERGIE, ÉVALUATION
DES BESOINS DE COMPÉTENCES PROFESSIONNELLES**
PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE
2019-2023 2024-2028

Dynamisation de l'activité économique : PIB plus élevé de de 1,9 pt en 2028

Le PIB serait supérieur de 1,3 pt en 2023 avec les mesures adoptées par la PPE par rapport à un scénario où ces mesures ne seraient pas adoptées et 1,9 pt en 2028. Le surcroît de hausse de PIB devrait être de +0,2 % par an en moyenne, tiré par la croissance de la demande intérieure. En effet, les investissements d'efficacité énergétique exercent un effet d'entraînement positif sur l'économie : la production augmente ce qui suscite des créations d'emplois et une hausse de la consommation qui rétroagit positivement sur l'activité de l'ensemble des secteurs. Un cercle cumulatif vertueux s'enclenche, conformément à la théorie du multiplicateur d'investissement.

Le regain d'activité économique s'accompagne d'une hausse de l'inflation. Cela s'explique pour trois raisons :

- Les producteurs répercutent la hausse des salaires sur leurs prix ;
- Les investissements d'efficacité énergétique dans l'industrie et le tertiaire et le report des consommations de combustibles fossiles vers d'autres énergies, provoquent une hausse des coûts unitaires de production à court terme qui engendrent également une hausse des prix ;
- L'augmentation de la demande incite les entreprises à accroître leurs marges, ce qui renchérit leurs produits.

Sur la période 2019-2023, le surplus d'investissements dans l'économie française par rapport à un scénario tendanciel devrait être d'environ 93 milliards d'euros₂₀₁₅ et sur la période 2024-2028 de 270 milliards d'euros₂₀₁₅.

L'inflation réduit la compétitivité des entreprises par rapport à leurs concurrents étrangers. Le prix des exportations augmente de +1,6 % en 2023 et +5% en 2028 par rapport à AME. Elles exportent donc moins de biens en volume, cependant, elles les vendent plus cher. En parallèle, l'augmentation de la consommation favorise une hausse des importations.

A noter que si les entreprises perdent en compétitivité par rapport à leurs concurrents étrangers, la hausse de la demande intérieure est suffisante pour augmenter la valeur ajoutée du secteur marchand de 1,8% en 2023 et de 2,4% en 2028 par rapport au scénario de référence. Les mesures de la PPE ont soit un impact neutre soit un impact à la hausse sur la valeur ajoutée de l'essentiel des secteurs industriels. Les secteurs qui subissent une baisse d'activité sont les secteurs liés au transport, aux énergies fossiles et au nucléaire.

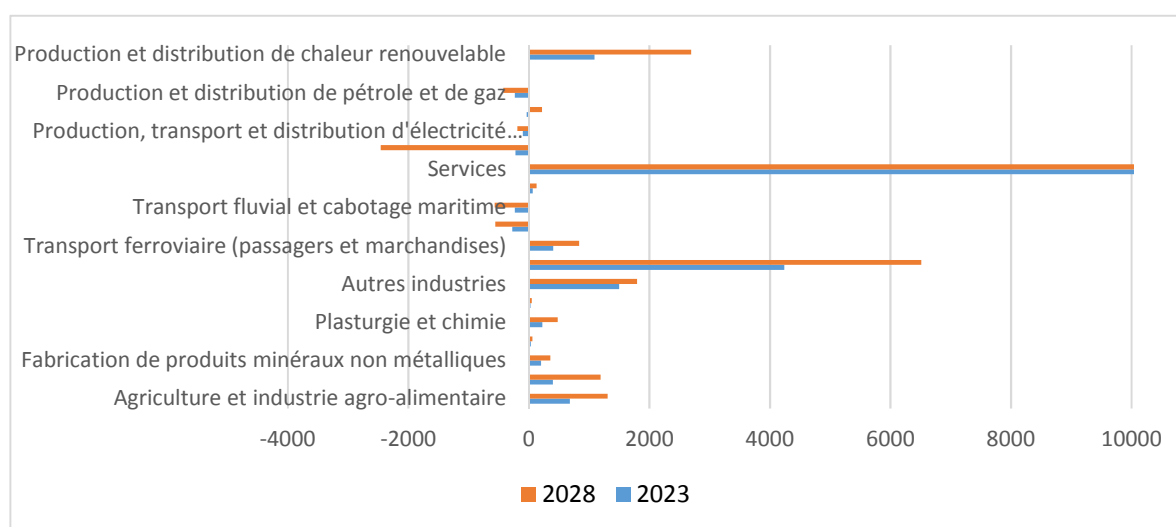
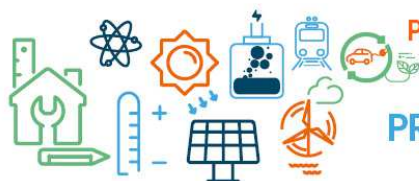


Figure 77 : Evolution des valeurs ajoutées des secteurs en M€



**PRÉSERVATION DU POUVOIR D'ACHAT DES CONSOMMATEURS
ET DE LA COMPÉTITIVITÉ PRIX DE L'ÉNERGIE, ÉVALUATION
DES BESOINS DE COMPÉTENCES PROFESSIONNELLES**
PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE
2019-2023 2024-2028

NB : le secteur des services est celui qui subit la plus forte croissance. Pour que l'évolution des autres secteurs soit lisible, l'échelle du graphique a été adaptée. En conséquence les évolutions du secteur des services n'apparaissent pas correctement : elle est de +24Mds€₂₀₁₅ en 2023 et +35Mds€₂₀₁₅ en 2028.

La hausse de la demande intérieure en volume compense donc largement la diminution des exportations.

Création de 413 000 emplois

Le surcroît de l'activité productive est générateur d'emplois : 246 000 emplois supplémentaires devraient être créés en 2023 et 413 000 en 2028 par rapport au scénario AME.

L'emploi augmente dans tous les secteurs de l'économie sauf dans les secteurs des combustibles fossiles, des centrales thermiques à flamme et nucléaires ainsi que du transport routier de marchandise.

L'essentiel des créations d'emplois indirects et induits est réalisé dans le tertiaire puisque ce secteur représente 80% du PIB.

Pouvoir d'achat des ménages plus élevé de 2,2%

La réduction du chômage favorise une augmentation des salaires réels. En définitive, le pouvoir d'achat des ménages est supérieur de 1,1% de pouvoir d'achat en 2023 par rapport au scénario de référence et de 2,3% en 2028. La baisse de la facture énergétique des agents favorise également une augmentation des dépenses de consommation au profit des autres secteurs de l'économie, ce qui augmente la demande intérieure et a un effet d'augmentation de la production des entreprises.

Stabilité de la balance commerciale

Lorsque l'on suppose que la France est seule à lutter contre le changement climatique, ses prix domestiques augmentent de 1,3% en 2023 et 3,3% en 2028, soient des augmentations respectives de 93 Mds€₂₀₁₅ et 271 Mds€₂₀₁₅. Parallèlement, le prix moyen pondéré des importations lui diminue de 0,8% par rapport à AME, puisque les achats de combustibles fossiles sont réduits. Or leurs prix sont relativement plus élevés que les autres.

On considère que le reste du monde s'engage aussi dans la lutte contre le réchauffement climatique. Dans le modèle, cela a été intégré en supposant que 80% de la hausse des prix domestiques, estimée dans le cadre où la France agirait seule, serait répercutée également sur les prix étrangers. Or l'augmentation exogène de l'inflation des prix des biens importés ne réduit quasiment pas l'écart relatif entre la hausse des prix domestiques et étrangers. Cela s'explique pour deux raisons :

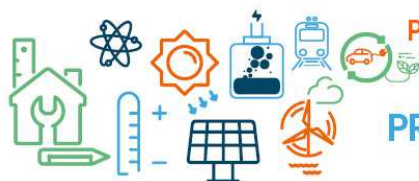
- La hausse des prix étrangers entraîne une hausse du prix des consommations intermédiaires importées par les entreprises françaises, qu'elles répercutent en partie sur leurs prix domestiques ;
- La hausse des prix étrangers limite la dégradation de la balance commerciale, ce qui accroît la hausse du PIB. Or ce regain de croissance engendre une hausse des salaires réels qui se répercute sur les prix domestiques. Cet effet inflationniste additionnel de second tour n'a pas été pris en compte dans le calibrage des prix étrangers.

Au total la balance commerciale reste stable du fait de l'effet conjugué d'une relative amélioration des termes de l'échange (dégradation en volume mais amélioration en valeur) et surtout de la baisse de la facture énergétique fossile.

Amélioration du solde public à hauteur de 0,6 pt de PIB en 2028

Grâce à la relance générée par la croissance, la transition énergétique serait également bénéfique aux finances publiques en dépit :

- de l'évolution des pertes de recettes de fiscalité énergétiques résultant de la décarbonation de l'économie ;



**PRÉSERVATION DU POUVOIR D'ACHAT DES CONSOMMATEURS
ET DE LA COMPÉTITIVITÉ PRIX DE L'ÉNERGIE, ÉVALUATION
DES BESOINS DE COMPÉTENCES PROFESSIONNELLES**
PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE
2019-2023 2024-2028

- de la hausse d'investissements dans l'isolation du bâti public ;
- du versement des subventions.

Le versement des subventions est compensé par le gain de recettes généré par l'augmentation de l'activité. A titre d'exemple, avec un taux d'aide public à l'isolation des parois opaques de 25%, 100€ de travaux occasionnent 25€ de dépenses publiques supplémentaires. Même en supposant qu'il existe un effet d'aubaine de 50% (cf ; modèle MENFIS de l'Ademe), et que la moitié de ces travaux aurait été effectuée sans crédit d'impôt, le CITE génère donc 50€ de chiffre d'affaire supplémentaire pour le secteur du BTP. Sachant que celui-ci importe très peu de consommations intermédiaires du reste du monde, ces 50€ entraînent une hausse du PIB quasi équivalente (toutes choses égales par ailleurs, hors effet multiplicateur, pour peu que les ménages ne réduisent pas ou peu leurs dépenses par ailleurs ce qui le cas lorsqu'ils financent leurs investissements à crédit). Sachant que le taux de prélèvement obligatoire sur le PIB est de 45%, l'Etat perçoit presque 24€ de recettes supplémentaires, sans compter le supplément de recettes perçus grâce à l'effet d'entraînement du BTP sur le reste de l'économie.

Le solde public serait amélioré de 0,5 pt de PIB en 2023 et de 0,8pt de PIB en 2028 par rapport au scénario de référence.

7.2. Préservation du pouvoir d'achat des ménages

7.2.1. Impact de la PPE sur les ménages

Si les ménages peuvent être impactés, à consommation d'énergie constante, par certaines mesures visant à favoriser la transition énergétique, il est crucial de leur permettre de s'inscrire au mieux dans cette transition et d'y contribuer en préservant leur pouvoir d'achat. Les actions destinées à les aider à baisser leur consommation permettent de réduire les factures globales des ménages malgré la hausse éventuelle des prix. Les ménages les plus vulnérables doivent faire l'objet d'une attention particulière, afin de faire de la transition énergétique une transition solidaire.

Pour atteindre cet objectif, des mesures incitatives sont mises en œuvre, afin de permettre aux ménages d'améliorer l'efficacité énergétique de leur logement et de leurs déplacements, et ainsi de réduire leur consommation d'énergie, donc leurs factures. Ces dispositifs ont trois buts :

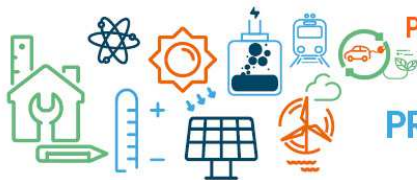
- accompagner et inciter les ménages à poursuivre leur chemin vers la transition énergétique ;
- limiter l'impact sur le pouvoir d'achat des ménages ;
- protéger les ménages les plus vulnérables, dans un souci de justice sociale.

Dans ce contexte, plusieurs mesures déjà existantes seront prolongées et d'autres seront mises en œuvre à la fois pour le logement et pour la mobilité.

La PPE s'appuie sur des mesures fiscales incitatives visant à favoriser les comportements vertueux, en encourageant les usagers des énergies les plus polluantes à se tourner vers des usages plus propres.

Pour accompagner les ménages dans leurs efforts d'adaptation de leur logement à la transition énergétique, des dispositifs sont mis en place sur deux plans :

- un effort de sensibilisation et d'information sera mené à l'occasion du déploiement des dispositifs et de leur mise en œuvre. C'est par exemple l'objectif de la campagne FAIRE portée par l'ADEME ;
- plusieurs dispositifs visent à aider les ménages à financer l'amélioration de qualité énergétique de leur logement : parmi les principaux outils, le CITE, et le programme « Habiter mieux » de l'ANAH qui a poursuivi en 2018 sa montée en puissance pour accompagner les ménages dans leurs travaux. Ces dispositifs permettent d'aider les ménages, en ciblant prioritairement les plus modestes, à réaliser des



PRÉSERVATION DU POUVOIR D'ACHAT DES CONSOMMATEURS
ET DE LA COMPÉTITIVITÉ PRIX DE L'ÉNERGIE, ÉVALUATION
DES BESOINS DE COMPÉTENCES PROFESSIONNELLES
PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE
2019-2023 2024-2028

travaux d'amélioration de la performance énergétique de leur logement, afin de faire diminuer leur consommation d'énergie et donc leurs factures.

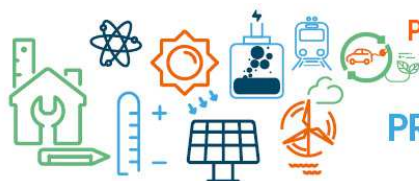
La mobilité est l'autre grand pilier de la transition énergétique pour les ménages, d'autant plus importante que les formes de la mobilité, mais aussi ses modalités, sont amenées à évoluer dans les années à venir. Deux mesures d'envergure sont mises en œuvre pour accélérer le renouvellement du parc automobile, en faveur de véhicules neufs, plus performants sur le plan environnemental en accordant une aide renforcée aux ménages plus précaires :

- Le bonus pour l'acquisition d'un véhicule électrique neuf est maintenu à un niveau élevé (27 % du prix d'acquisition dans la limite de 6 000€) tout en intégrant progressivement les gains technologiques et d'usage ;
- Depuis le 1^{er} janvier 2018, la prime à la conversion peut atteindre jusqu'à 2500 € par personne pour l'achat d'un véhicule électrique neuf. En 2019, la prime est étendue pour poursuivre le remplacement d'un grand nombre de véhicules anciens par des véhicules neufs ou d'occasion ayant des émissions beaucoup plus faibles :
 - le plafond d'émission des véhicules achetés éligibles est abaissé à 122 gCO₂/km (contre 130 gCO₂/km en 2018) ;
 - la prime est doublée pour les ménages les plus modestes et pour les personnes non imposables habitant à au moins 30 kilomètres de leur lieu de travail ou obligées à de longs déplacements dans le cadre de leur activité professionnelle : 4000 € pour un véhicule thermique et 5000 € pour un véhicule électrique ou hybride rechargeable, neuf ou d'occasion ;
 - la prime est revalorisée pour rendre plus attractive la conversion vers un véhicule électrique ou hybride rechargeable ;
 - 2500 € pour l'achat d'un véhicule électrique d'occasion pour les ménages non-imposables (contre 2000 € en 2018) ;
 - 2500 € pour l'achat d'un véhicule hybride rechargeable pour tous (contre 1000 €/2000 € respectivement pour les ménages imposables et non-imposables en 2018) ;
 - 2500 € pour l'achat d'un véhicule hybride rechargeable d'occasion pour les ménages non-imposables (contre 2000 € en 2018).

Une autre mesure vise la mise en place d'un « forfait mobilités durables » qui permettra aux employeurs privés et publics de contribuer aux frais de déplacement domicile-travail en covoiturage ou en vélo de leurs salariés. Ce forfait pourra s'élever à 400€/an en franchise d'impôts et de cotisations sociales. L'État généralisera la mise en place du forfait mobilité durable pour ses agents d'ici 2020, à hauteur de 200 €/an. Le vélo pourra aussi bénéficier du remboursement des frais de déplacement lors de trajets effectués par les salariés lors de déplacements professionnels.

L'affirmation du droit à la mobilité se traduit par la recherche d'une couverture du territoire par des infrastructures et des services de mobilité adaptés, notamment en renforçant l'organisation des dessertes par des réseaux de transport collectif ou des solutions de mobilité adaptées aux faibles densités de certains territoires. Il implique également une vigilance forte et constante sur les enjeux d'accessibilité de ces services, notamment pour les personnes en situation de handicap ou à mobilité réduite mais aussi pour les personnes en situation de vulnérabilité économique, sociale et énergétique qui peuvent nécessiter des dispositifs d'accompagnement particuliers.

A côté de ces deux mesures principales, le gouvernement met en place des incitations financières qui permettront de permettre aux autorités organisatrices de la mobilité d'organiser par elles-mêmes ou de



**PRÉSERVATION DU POUVOIR D'ACHAT DES CONSOMMATEURS
ET DE LA COMPÉTITIVITÉ PRIX DE L'ÉNERGIE, ÉVALUATION
DES BESOINS DE COMPÉTENCES PROFESSIONNELLES**
PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE
2019-2023 2024-2028

contribuer au financement de services de mobilité à caractère social, mais aussi de verser des aides individuelles à la mobilité, afin de faciliter l'accompagnement individualisé des personnes fragiles notamment dans l'accès à l'emploi et la formation. Le développement

Le développement progressif des offres d'effacement diffus agrégé, accompagné par l'appel d'offres effacement, permettra par ailleurs, tout en mettant au service de l'équilibre du réseau les consommations résidentielles d'électricité, de développer de nouveaux leviers de compétitivité du prix de l'électricité pour les particuliers, avec un gain de pouvoir d'achat et une meilleure maîtrise de la consommation d'énergie.

Pour protéger les ménages les plus vulnérables dans un souci de justice sociale, le gouvernement a généralisé en 2018, le chèque énergie, dont le montant moyen est plus élevé que celui des tarifs sociaux de l'énergie auxquels il se substitue. Son montant a été augmenté de 50 € en 2019, et le nombre de ménages éligibles va être étendu pour toucher les 20% des ménages ayant le moins de revenus, soit un élargissement de la base de 2,2 millions de ménages (cf. infra 6.2.2.).

Les ménages modestes peuvent également bénéficier des aides des fonds de solidarité logement dans les départements. Les fournisseurs d'énergie sont également incités à agir en faveur des publics démunis par le biais des CEE précarité, reconduits et renforcés en 2018 (voir ci-après). Ces CEE permettront aussi de déployer des programmes d'accompagnement vers la mobilité durable des territoires enclavés et publics en situation de vulnérabilité économique ou sociale. L'obligation précarité pour la nouvelle période des CEE 2018-2020 a été portée à 400 TWh_{cumac}, en complément des 1200 TWh_{cumac} de l'obligation classique. Ce seront ainsi plus de 2Mds€ qui devraient être investis par les énergéticiens dans la lutte contre la précarité énergétique tous secteurs confondus.

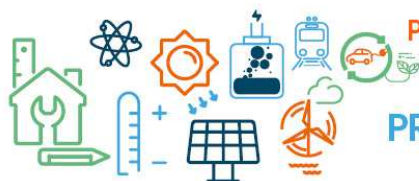
Ainsi, le Gouvernement met en place des outils à destination des ménages pour que l'atteinte des objectifs de la PPE se fasse dans les meilleures conditions de solidarité et de justice sociale.

Mesures :

- Renforcer la prime à la conversion des anciens véhicules pour les ménages modestes en portant d'ores et déjà son objectif de remplacement de véhicules anciens, de 500 000 à 1 000 000 sur le quinquennat, avec une prime doublée pour les ménages très modestes (ainsi que les grands rouleurs non imposables), tout en travaillant sur des prêts intéressants pour financer le reste à payer ;
- Développer l'offre de transport en commun, le covoiturage et plus généralement les alternatives à l'usage individuel de la voiture sur tout le territoire dès que cela est possible, en ciblant les publics les plus fragiles ;
- Mobiliser les certificats d'économie d'énergie au profit des ménages modestes, tant pour la réduction des consommations des bâtiments (renforcement et extension du coup de pouce économies d'énergie) que pour la mobilité (appui au covoiturage, au développement de l'usage du vélo, traitement des besoins de mobilité des ménages en situation de précarité).

Les ménages les plus modestes seraient les plus fragilisés par la transition énergétique

La transition énergétique se traduit pour les ménages par un effort inversement proportionnel à leur niveau de revenus : l'effort est nettement plus élevé pour les plus modestes. Les ménages les plus modestes payent en moyenne des factures plus faibles que les plus aisés : leurs logements sont moins spacieux donc moins énergivores et ils possèdent par ailleurs moins de véhicules. Toutefois, rapportés à leurs revenus, les factures d'énergies pèsent plus dans leur budget. A titre d'exemple, en 2015, la facture énergétique totale s'élève à 2 200 € par an pour les 10 % des ménages les plus modestes (1^{er} décile) contre 3 600 € pour les 10 % des ménages les plus aisés (dernier décile). Toutefois, rapporté à leurs revenus, le taux d'effort énergétique (TEE) des ménages du 1^{er} décile est trois fois plus élevé que celui des ménages du dernier décile (16 % contre 4 % en moyenne en 2015).



PRÉSERVATION DU POUVOIR D'ACHAT DES CONSOMMATEURS
ET DE LA COMPÉTITIVITÉ PRIX DE L'ÉNERGIE, ÉVALUATION
DES BESOINS DE COMPÉTENCES PROFESSIONNELLES
PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE
2019-2023 2024-2028

Pour certains ménages modestes, les dépenses énergétiques liées au logement sont une contrainte budgétaire telle que l'on touche au phénomène de précarité énergétique. Depuis 2010 en France, la loi dite « Grenelle II » définit le phénomène ainsi : est en situation de précarité énergétique une personne qui éprouve dans son logement des difficultés particulières à disposer de la fourniture d'énergie nécessaire à la satisfaction de ses besoins élémentaires en raison de l'inadaptation de ses ressources ou de ses conditions d'habitat. Cette définition légale de la précarité énergétique intègre la problématique des énergies utilisées dans le logement mais elle ne prend pas en compte les dépenses de carburant liées à la mobilité des personnes. C'est pourquoi on s'intéresse également ici à un phénomène que l'on nommera « vulnérabilité énergétique » qui intégrera l'ensemble des dépenses énergétiques, liées à la fois au logement et au transport.

Deux indicateurs sont définis pour suivre l'impact de la PPE sur ces deux phénomènes. Ils se basent tous deux sur le taux d'effort énergétique (TEE, c'est-à-dire la part des dépenses énergétiques dans les revenus du ménage) :

- un indicateur de suivi de la précarité énergétique⁹⁶, qui mesure parmi les 30 % des ménages les plus modestes, ceux qui consacrent plus de 8 % de leur budget aux dépenses énergétiques de leur logement.
- un indicateur de suivi de la « vulnérabilité énergétique »⁴, qui mesure parmi les 30 % des ménages les plus modestes, ceux qui consacrent plus de 16 % de leur budget aux dépenses énergétiques totales (logement + transport).

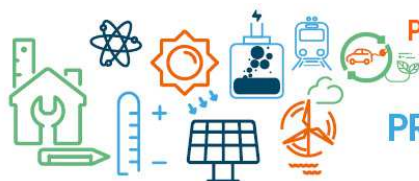
En 2015, selon ces deux indicateurs, 11,3 % des ménages sont en précarité énergétique et 9,6 % en situation de « vulnérabilité énergétique ». Le chèque énergie, qui vient diminuer le poids des factures d'énergies des ménages les plus modestes, est ici encore pris en compte : il vient réduire le taux d'effort énergétique du logement, et par conséquent le taux d'effort énergétique total.

L'augmentation du chèque énergie de 50 € prévue pour 2019 permet de maîtriser l'impact sur les précaires énergétiques : le taux de précarité énergétique augmente à 11,8 % dans le scénario de référence contre 12,0 % dans un scénario tendanciel. En revanche, si l'on tient compte de la totalité de la facture (logement et transport), la vulnérabilité énergétique augmente plus dans le scénario de référence que dans un scénario tendanciel (12,0 % contre 11,4 %).

En 2023, le taux de précarité énergétique sera équivalent dans le scénario suivi par la PPE (11,7 %) que dans un scénario sans PPE. La dynamique donnée par la PPE aura un impact de réduction de la précarité à plus long terme. En 2025, l'indicateur est dégradé en absolu par rapport à 2023 (11,8%) et en relatif par rapport à une situation où il n'y aurait pas de PPE (11,5%). Les effets positifs de la transition se font sentir après pour les précaires : 11,4% en 2020 et 11,2% en 2030, comme pour un scénario tendanciel. A plus long terme les effets de la PPE sur la précarité sont meilleurs qu'une situation de statu quo.

Ces résultats ont été obtenus avec la trajectoire de prix du carbone initialement envisagée pour le quinquennat, avant l'annulation de la hausse pour 2019 annoncée en décembre 2018. Ils soulignent néanmoins la nécessité de mettre en œuvre des mécanismes de redistribution, pendant la période de transition énergétique, vers les ménages fragilisés par cette transition, et en particulier les ménages les plus modestes. C'est l'objectif poursuivi par l'élargissement de la base du chèque énergie et de son augmentation en 2019 pour les ménages les plus modestes (cf. infra).

⁹⁶ Cet indicateur basé sur un seuil de taux d'effort pour les 30 % des ménages les plus modestes est un indicateur usuel de suivi de la précarité énergétique (TEE_3D). Jusqu'à récemment, l'observatoire national de la précarité énergétique suivait cet indicateur avec un seuil de 10 %. Toutefois, ce seuil de 10 %, défini par des travaux britanniques académiques assez anciens est jugé obsolète et inadapté à la situation française actuelle. On suggère de retenir plutôt un seuil fixe de 8 % qui correspond au double de la médiane des taux d'effort énergétiques logement observés en France récemment. De même, pour définir l'indicateur de suivi de la vulnérabilité énergétique, on retient le seuil de 16 % qui correspond au double de la médiane des taux d'effort énergétiques totaux.



**PRÉSERVATION DU POUVOIR D'ACHAT DES CONSOMMATEURS
ET DE LA COMPÉTITIVITÉ PRIX DE L'ÉNERGIE, ÉVALUATION
DES BESOINS DE COMPÉTENCES PROFESSIONNELLES**
PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE
2019-2023 2024-2028

Investissements des ménages

La PPE suppose des coûts d'investissement, dont une partie revient à la charge des ménages : les coûts de rénovation énergétique hors aides publiques des logements, les coûts d'achat de véhicules, des batteries pour les véhicules électriques, des bornes de recharges « ménages », investissements qui permettent ensuite de réaliser les économies d'énergie.

Si l'on compare les hausses de factures moyennes et les chroniques de coûts d'investissement annualisés à la charge des ménages, le bilan de la PPE n'est plus neutre en 2030 pour les ménages en termes de coût financier puisque l'impact moyen s'élève à près de 200 € en moyenne (figure ci-dessous). L'horizon 2050 en revanche demeure très largement favorable.

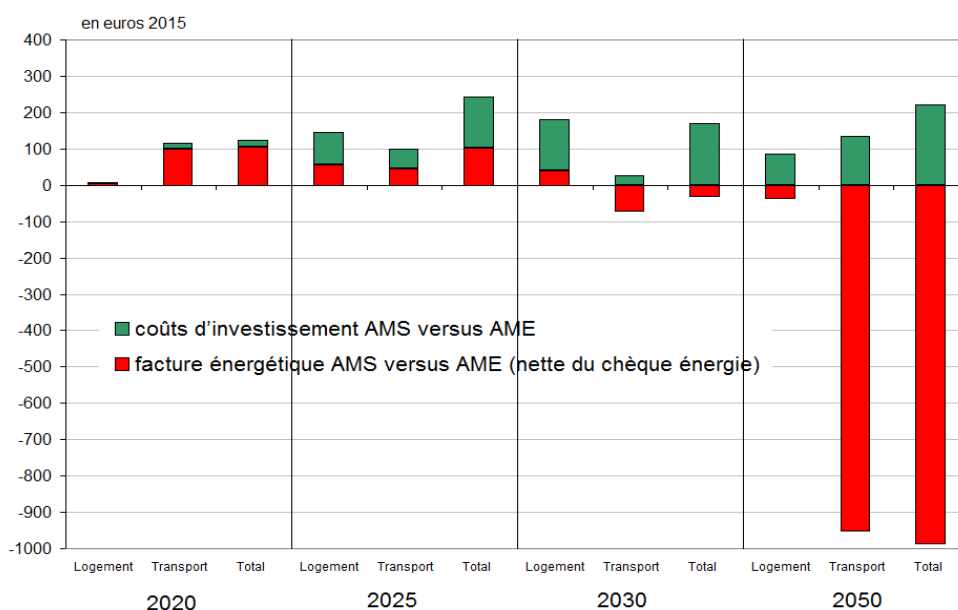


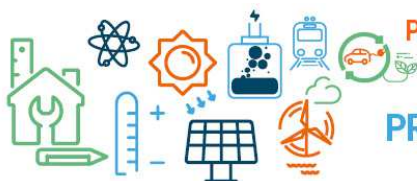
Figure 78 – Surcoûts de factures totales versus coûts d'investissement annualisés à charge des ménages AMS/AME - source : CGDD (Prometheus-cadrage PPE-SNBC)

Au niveau individuel, les ménages qui supporteront des coûts d'investissement sont ceux qui opéreront la transition énergétique et donc verront leur facture énergétique diminuer. À l'inverse, la facture augmentera pour les ménages qui n'auront pas changé de mode de consommation énergétique mais n'auront donc pas de coût d'investissement à supporter. D'autre part, ce sont surtout les coûts de rénovation qui pèsent en 2025-2030, soit des coûts qui peuvent être considérés comme relativement « durables » en comparaison des coûts d'investissement liés au transport.

Il est efficace d'investir pour voir sa facture énergétique réduite mais les ménages les plus modestes n'ont pas d'épargne pour cela. C'est pourquoi il est important que l'Etat donne des incitations particulières ménages les plus modestes pour les aider à investir dans des rénovations ou des équipements qui les aideront ensuite à avoir une facture énergétique significativement réduite. Les incitations à la maîtrise de l'énergie vont toutes en ce sens : primes accrues pour l'acquisition de véhicules à faible émission ; remplacement du crédit d'impôt par une prime à la rénovation pour les ménages modestes, etc.

Encadré 19 : Les tarifs réglementés de ventes (TRV)

En France, de 1999 à 2006, plusieurs lois ont transposé par étapes les directives européennes sur les marchés de l'énergie. Les marchés du gaz naturel et de l'électricité ont ainsi été ouverts à la concurrence progressivement, dès 1999 pour les entreprises très consommatrices d'énergie, et ce processus s'est achevé le 1^{er} juillet 2007 pour l'ensemble des consommateurs de gaz naturel et d'électricité.



PRÉSERVATION DU POUVOIR D'ACHAT DES CONSOMMATEURS
ET DE LA COMPÉTITIVITÉ PRIX DE L'ÉNERGIE, ÉVALUATION
DES BESOINS DE COMPÉTENCES PROFESSIONNELLES
PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE
2019-2023 2024-2028

C'est également dans ce contexte qu'a été mise en place la Commission de Régulation de l'Énergie, autorité administrative indépendante, chargée de veiller au bon fonctionnement des marchés de l'énergie.

Actuellement, deux types d'offres existent sur le marché du gaz naturel et de l'électricité en France :

- les tarifs réglementés de vente, qui sont proposés par les fournisseurs historiques, et dont le niveau est établi par l'État, ou par la Commission de Régulation de l'Énergie. Par construction, ces tarifs reflètent les coûts de l'activité de fourniture. Ces tarifs réglementés n'existent, depuis 2016, que pour les consommateurs dont la consommation ne dépasse pas pour le gaz naturel, 30MWh/an et, pour l'électricité, dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA ;
- les offres de marché, qui peuvent être proposées par les fournisseurs alternatifs ou par les fournisseurs historiques. Ces offres peuvent être à prix fixe ou à prix variable, et peuvent être indexées sur les tarifs réglementés de vente ou sur différents produits (prix spot...) ou évoluer selon une formule propre au fournisseur.

Les décisions du Conseil d'État sur les tarifs réglementés vont conduire à faire évoluer les dispositifs liés aux tarifs réglementés. En effet, une intervention de l'État sur les prix n'est possible que si elle permet d'atteindre un objectif d'intérêt économique général (par exemple la sécurité d'approvisionnement, la garantie d'un prix stable et raisonnable, la cohésion sociale et territoriale) et si cette action est proportionnée au regard de cet objectif. Des tarifs réglementés existent ainsi dans d'autres champs de l'économie où cette intervention est justifiée (prix des médicaments, prix des carburants dans les DOM-TOM...).

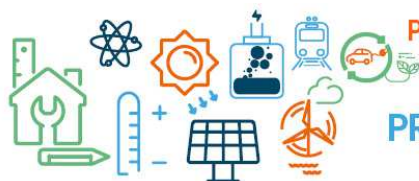
En ce qui concerne le gaz naturel, le Conseil d'État a considéré que les tarifs réglementés de vente du gaz naturel ne réunissaient pas les conditions permettant une intervention de l'État sur les prix. Les tarifs réglementés de vente du gaz naturel ont de ce fait été jugés contraires au droit européen et au droit de la concurrence par le Conseil d'État par une décision du 19 juillet 2017.

Dans ce cadre, en raison du grand nombre de consommateurs ayant souscrit à un contrat de vente aux tarifs réglementés, il est proposé que les évolutions législatives et réglementaires se fassent de manière progressive, pour permettre aux consommateurs de s'approprier les données du marché et de choisir au mieux un nouveau contrat, tout en permettant à la concurrence de jouer librement dans cette transition.

Il est ainsi envisagé d'interdire la signature de nouveaux contrats au TRV dès la promulgation des dispositions législatives, et de mettre progressivement en extinction les contrats existants, un an après la promulgation de la loi pour les clients professionnels, et en 2023 pour les clients résidentiels. Au terme de ces délais et pour protéger les consommateurs de toute coupure, les clients qui n'auraient pas opté spontanément pour une offre de marché verraient leur contrat basculer vers une offre de marché de leur opérateur historique.

Il est également envisagé que ces dispositions s'accompagnent de mesures pour donner des repères et protéger les consommateurs, en leur fournissant des informations sur la suppression des tarifs réglementés de vente du gaz naturel, ainsi que des outils fiables, indépendants, et transparents pour leur donner de la visibilité sur les offres de marché disponibles (en renforçant le comparateur d'offres mis à disposition par le médiateur de l'énergie), et sur les marchés de détail de l'énergie (en demandant à la Commission de régulation de l'énergie de publier un prix de référence pour la fourniture de gaz). Des dispositifs pour assurer aux consommateurs la fourniture de secours en cas de défaillance de leur fournisseur, ou de dernier recours, dans le cas où le consommateur ne parviendrait pas à trouver une offre sur le marché, sont également envisagés, contribuant à une meilleure protection du consommateur.

La fin des tarifs réglementés du gaz peut également être une opportunité pour les consommateurs pour bénéficier des offres les plus compétitives. En effet, les offres de marché du gaz sont aujourd'hui souvent 5 % à 10 % moins chères que les offres réglementées.



**PRÉSERVATION DU POUVOIR D'ACHAT DES CONSOMMATEURS
ET DE LA COMPÉTITIVITÉ PRIX DE L'ÉNERGIE, ÉVALUATION
DES BESOINS DE COMPÉTENCES PROFESSIONNELLES**

PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE
2019-2023 2024-2028

En ce qui concerne l'électricité, le Conseil d'État a admis, dans son principe l'existence de tarifs réglementés de vente de l'électricité (décision du 18 mai 2018), dans la mesure où les TRV électricité permettent de garantir un prix stable de l'électricité, et où l'électricité est un « bien de première nécessité ». Le Conseil d'État a toutefois critiqué les tarifs réglementés de l'électricité compte tenu du caractère permanent des tarifs réglementés et d'absence de réexamen périodique de leur nécessité ; et en ce qu'ils s'appliquent à tous les consommateurs finals dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA, en particulier les sites non résidentiels appartenant à des grandes entreprises.

Mesures :

- Le gouvernement proposera les évolutions législatives et réglementaires nécessaires pour se mettre en conformité avec la décision du Conseil d'État et supprimer les TRV gaz ;
- Les TRV électricité seront maintenus, les modalités de leur mise en œuvre seront révisées pour prévoir le réexamen périodique de leur nécessité et exclure les sites des grandes entreprises de leur bénéfice. Le Gouvernement proposera les évolutions législatives et réglementaires nécessaires.

7.2.2. Les mesures de lutte contre la précarité énergétique

Les aides au paiement des factures d'énergie : chèque énergie

Le chèque énergie est un titre de paiement attribué aux ménages les plus modestes pour lutter contre la précarité énergétique. Ce dispositif, créé par l'article 201 de la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, remplace depuis le 1 janvier 2018 les tarifs sociaux de l'électricité et du gaz. Son objectif est double :

- se doter d'un dispositif plus équitable que les tarifs sociaux de l'énergie, qui bénéficie de la même façon à l'ensemble des ménages en situation de précarité, quelle que soit leur énergie de chauffage ;
- améliorer significativement l'atteinte de la cible, pénalisée dans le précédent système par des croisements de fichiers complexes inhérents au dispositif des tarifs sociaux.

Le chèque énergie est attribué sur la base d'un critère fiscal unique, en tenant compte du niveau de revenu et de la composition des ménages. Il permet aux ménages bénéficiaires de régler leur facture d'énergie, quel que soit leur moyen de chauffage (électricité, gaz, fioul, bois...). S'ils le souhaitent, les bénéficiaires peuvent utiliser le chèque pour financer une partie des travaux d'économies d'énergie qu'ils engagent dans leur logement.

Le chèque énergie a été expérimenté en 2016 et en 2017 dans quatre départements (Ardèche, Aveyron, Côtes-d'Armor, Pas-de-Calais). Le montant moyen de l'aide est proche de 150€, modulé en fonction de la composition familiale et du niveau de revenu fiscal de référence (RFR). Les critères d'éligibilité sont :

- le niveau de revenu fiscal de référence par unité de consommation (il doit être inférieur à 7700 euros/UC/an) ;
- le nombre d'unités de consommation (UC) dans le logement ;
- le fait d'avoir un logement imposable à la taxe d'habitation (même si des dérogations sont prévues dans certains cas).



PRÉSERVATION DU POUVOIR D'ACHAT DES CONSOMMATEURS
ET DE LA COMPÉTITIVITÉ PRIX DE L'ÉNERGIE, ÉVALUATION
DES BESOINS DE COMPÉTENCES PROFESSIONNELLES
PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE
2019-2023 2024-2028

	RFR / UC < 5600€	5600€ ≤ RFR / UC < 6700€	6700€ ≤ RFR / UC < 7700€
1 UC (1 personne)	144 €	96 €	48 €
1 < UC < 2 (2 ou 3 personnes)	190 €	126 €	63 €
2 UC ou plus (4 personnes ou plus)	227 €	152 €	76 €

Tableau 47 : Montant du chèque énergie en 2018, en fonction du revenu fiscal de référence (RFR) et de la composition du ménage (Unité de Consommation⁹⁷)

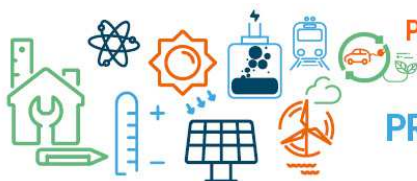
Le bilan de l'expérimentation est très encourageant : plus de 82 % des chèques énergie ont été utilisés par les bénéficiaires pour la campagne 2017, ce qui permet de dépasser le nombre de ménages qui bénéficiaient des tarifs sociaux sur ces territoires. Le chèque énergie est déployé en 2018 sur l'ensemble du territoire national, auprès de 3,6 millions de bénéficiaires. Le gouvernement a décidé de revaloriser et de modifier le périmètre du chèque énergie en 2019 pour limiter l'impact sur ces ménages de la hausse de la fiscalité environnementale à venir. Les montants du chèque énergie versés en 2018 seront ainsi augmentés de 50 € en moyenne dès 2019. De plus, le plafond de revenus pour bénéficier du chèque énergie sera relevé de manière à toucher 2,2 millions de foyers supplémentaires dès la campagne d'envoi 2019.

Pour les années à venir, et afin d'améliorer la couverture des bénéficiaires, deux autres évolutions ont été engagées. La première est la mise en place d'une aide spécifique pour les résidences sociales, afin d'inclure environ 100 000 leurs résidents dans les dispositifs de lutte contre la précarité énergétique dès 2018. La seconde est l'automatisation de l'octroi des protections associées, qui vise à assurer que les bénéficiaires du chèque énergie jouissent également des droits qui lui sont attachés.

Mesures :

- Revaloriser le chèque énergie dès 2019 : les montants sont augmentés de 50 € pour les ménages éligibles en 2018. L'assiette du chèque énergie sera élargie, de manière à bénéficier aux 20 % des ménages touchant les revenus les plus faibles. Cela permettra d'étendre la distribution du chèque énergie à 2,2 millions de ménages supplémentaires, soit 5,8 millions de ménages au total ;
- Maintenir les moyens de l'ANAH pour accompagner les rénovations énergétiques des ménages modestes à la hauteur des ambitions qui lui ont été fixées : 75 000 logements/an de 2018 à 2022.
- Réformer le CITE en particulier en le transformant pour les ménages aidés par l'ANAH en prime versée par celle-ci rapidement, diminuant donc le reste à financer ;
- Réformer l'Eco-PTZ en 2019 en le simplifiant fortement et en supprimant la condition de bouquet de travaux ;
- Déployer des solutions innovantes permettant d'industrialiser des solutions de rénovation en bénéficiant d'un effet d'échelle ;
- Renforcer les aides pour les ménages modestes et très modestes pour l'isolation et l'amélioration des moyens de chauffage (adaptations du CITE par exemple pour la dépose de cuves fioul ou la pose d'équipements d'énergies renouvelables, mobilisation des certificats d'économie d'énergie avec des aides renforcées pour les ménages modestes et très modestes, etc.).

⁹⁷ . UC : unité de consommation (la première personne du ménage compte pour 1 UC, la deuxième pour 0.5 UC et les suivantes pour 0.3 UC).



**PRÉSERVATION DU POUVOIR D'ACHAT DES CONSOMMATEURS
ET DE LA COMPÉTITIVITÉ PRIX DE L'ÉNERGIE, ÉVALUATION
DES BESOINS DE COMPÉTENCES PROFESSIONNELLES**
PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE
2019-2023 2024-2028

- Renforcer la prime à la conversion des anciens véhicules pour les ménages modestes en portant d'ores et déjà son objectif de remplacement de véhicules anciens, de 500 000 à 1 000 000 sur le quinquennat, avec une prime doublée pour les ménages très modestes (ainsi que les grands rouleurs non imposables), tout en travaillant sur des prêts intéressants pour financer le reste à payer ;
- Développer l'offre de transport en commun, le covoiturage et plus généralement les alternatives à l'usage individuel de la voiture sur tout le territoire dès que cela est possible, en ciblant les publics les plus fragiles ;
- Mobiliser les certificats d'économie d'énergie au profit des ménages modestes, tant pour la réduction des consommations des bâtiments (renforcement et extension du coup de pouce économies d'énergie) que pour la mobilité (appui au covoiturage, au développement de l'usage du vélo, traitement des besoins de mobilité des ménages en situation de précarité).

Le dispositif de trêve hivernale

Un dispositif de trêve hivernale a été mis en place dans le domaine de l'énergie pour l'ensemble des ménages : il s'agit de l'obligation, pour les fournisseurs, de maintenir la fourniture de gaz naturel et d'électricité entre le 1^{er} novembre et le 31 mars. Les bénéficiaires du chèque énergie sont également protégés des limitations de puissance pour la fourniture d'électricité, et bénéficient de réduction de certains frais (en cas de déménagement ou d'impayés).

Dans le cas où une interruption de fourniture serait envisagée en dehors de la trêve hivernale, sa mise en œuvre fait l'objet d'un encadrement strict pour l'ensemble des ménages (courriers de relance, délais, information des services sociaux par le fournisseur lorsque l'alimentation n'a pas été rétablie dans les cinq jours suivant la coupure).

Les dispositions des certificats d'économie d'énergie (CEE) relatives à la composante de lutte contre la précarité énergétique

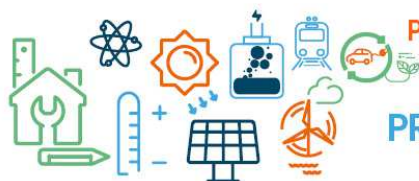
La LTECV a créé une obligation spécifique de réaliser des économies d'énergie au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique (éligibilité déterminée sur la base des revenus du ménage). La première période d'exercice a couvert les deux années 2016-2017, avec un objectif de 150 TWh_{cumac} (à comparer à une obligation CEE "classique" de 700 TWh_{cumac} sur les trois années 2015-2017). L'objectif a été atteint.

Afin de prolonger la dynamique impulsée par la mise en place à travers la LTECV d'une obligation spécifique de réaliser des économies d'énergie au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique, l'obligation précarité pour la nouvelle période des CEE 2018-2020 a été portée à 400 TWh_{cumac}, en complément des 1200 TWh_{cumac} de l'obligation classique. Ce seront ainsi plus de 2Mds€ qui devraient être investis par les énergéticiens dans la lutte contre la précarité énergétique.

Le programme « Habiter mieux » de l'agence nationale de l'habitat (ANAH)

L'ANAH met en œuvre le programme de lutte contre la précarité énergétique appelé « Habiter mieux ». Ce programme permet d'apporter des aides financières et d'accompagner socialement, techniquement et financièrement les ménages en situation de précarité énergétique pour réaliser leurs travaux de rénovation énergétique. Le programme est financé par le budget propre de l'Agence (notamment alimenté par la vente des quotas de carbone), par une participation des énergéticiens (EDF, GDF-Suez et Total). Le budget de l'ANAH est fixée par convention, ainsi que par le programme Investissements d'avenir (PIA), à travers le fonds d'aide à la rénovation thermique (FART) doté de 483 M€.

Au total, plus de 250 000 ménages ont bénéficié du programme « Habiter mieux » depuis 2013. Les bénéficiaires de ces aides sont les propriétaires occupants et copropriétaires aux ressources les plus modestes, les syndicats de copropriété en difficulté ou fragiles (depuis 2017), ainsi que les propriétaires bailleurs, sans



PRÉSERVATION DU POUVOIR D'ACHAT DES CONSOMMATEURS
ET DE LA COMPÉTITIVITÉ PRIX DE L'ÉNERGIE, ÉVALUATION
DES BESOINS DE COMPÉTENCES PROFESSIONNELLES
PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE
2019-2023 2024-2028

condition de ressources. Le programme prévoit notamment le versement à des ménages occupants sous conditions de ressources des subventions dont le montant représente 25 à 50 % du coût des travaux de rénovation énergétique. Le gain énergétique obtenu à la fin des travaux doit être au minimum de 25 % pour les propriétaires occupants et 35 % pour les propriétaires bailleurs et syndicats de copropriétés.

En 2017, le nombre total de rénovations thermiques s'élève à près de 60 000 logements, avec un montant d'aide moyen par logement de 9600€. La montée en charge du programme est renforcée pour l'année 2018 avec une capacité d'engagement correspondant à 75 000 logements.

Le plan pour la rénovation énergétique des bâtiments prévoit ainsi que l'État consacrera 1,2 Mds€ à la lutte contre la précarité énergétique. Dans le parc social, l'objectif est de rénover les passoires thermiques à raison de 100 000 par an, avec le soutien de la Caisse des dépôts, en multipliant les solutions innovantes, avec une enveloppe de 3 Md€ dans le cadre du Grand Plan d'Investissement.

Enfin, grâce au fonds de garantie pour la rénovation énergétique, l'ANAH accompagnera plus de 35000 ménages aux revenus modestes (écoprêts) et 6000 copropriétés (prêts).

7.2.3. La place des citoyens dans la transition

Les citoyens sont des parties prenantes essentielles dans la transition énergétique et cela pour tous les aspects de cette transition :

Maîtrise de la demande en énergie

Les enjeux de la maîtrise de la demande en énergie reposent pour beaucoup sur les secteurs du bâtiment et des transports. L'information et la mobilisation des citoyens usagers est essentielle pour qu'ils passent à l'action en termes de gestes de rénovation énergétique de leur domicile, réglage de la température dans leurs lieux de vie (domicile et travail) ainsi que dans la modification de leurs habitudes de transport : augmentation de l'utilisation de modes doux, utilisation des transports collectifs, intensification de l'usage des véhicules le cas échéant, achat de véhicules faiblement ou très faiblement consommateurs d'énergie.

Le citoyen peut également avoir un impact comme prescripteur par ses choix de consommation, notamment en privilégiant des produits moins consommateurs en énergie, en faisant attention à minimiser les veilles et en recyclant ses produits en fin de vie.

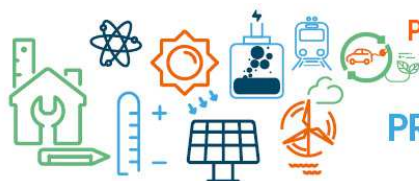
Diversification du mix, pénétration des énergies renouvelables

Le citoyen a également une place à jouer dans la pénétration des énergies renouvelables. Lors de la construction d'un logement ou du renouvellement d'une chaudière, il peut opter pour des modes de chauffage utilisant les énergies renouvelables (PAC, solaire thermique, biomasse).

Le citoyen peut également devenir producteur d'électricité directement en installant des panneaux photovoltaïques sur sa toiture ou indirectement en participant au financement d'un projet d'énergie renouvelable. Ces financements participatifs sont très importants pour l'acceptabilité locale des projets.

Modernisation des réseaux : flexibilité, numérique

Grâce à la pénétration des nouvelles technologies dans les réseaux, le consommateur va pouvoir participer à l'équilibrage du réseau électrique, notamment en s'engageant dans des contrats d'effacement : il va s'engager à moduler sa consommation pendant les pics de consommation selon des modalités à déterminer avec les opérateurs d'effacement.



7.3. Assurer la compétitivité des prix de l'énergie

Mesures pour préserver la compétitivité des industries

L'énergie est un facteur de compétitivité essentiel pour une partie des entreprises françaises faisant face à une concurrence importante au niveau européen, mais également souvent au niveau mondial. Ainsi, pour certaines activités industrielles (production d'aluminium, de chlore, de silicium ...), l'approvisionnement en électricité représente en effet jusqu'à 30 % des coûts de production et peut représenter plus de 100 % de la valeur ajoutée.

La compétitivité et l'existence même de ces industries, au service de l'emploi et de la lutte contre le chômage, priorités du Gouvernement, dépendent donc d'un approvisionnement compétitif et prévisible à long terme en électricité. Ces sites très électro-intensifs et exposés à la concurrence internationale représentent en France environ 80 000 emplois directs. Certains sites constituent les seules sources d'emploi pérennes et non saisonnières des territoires sur lesquels ils sont implantés, souvent de longue date. D'autres sont structurels pour la pérennité des plateformes sur lesquelles ils sont installés. Enfin ces sites sont souvent intégrés dans les chaînes industrielles régionales ou nationales.

Les mesures décrites visent à réduire la facture énergétique de ces entreprises électro-intensives et gazo-intensives et maintenir ou améliorer leur compétitivité au service de l'emploi et de l'activité en agissant sur l'ensemble des leviers disponibles dans le respect du droit de la concurrence et des aides d'Etat.

Gaz

En 2013, un statut d'entreprise « gazo-intensive » a été défini pour caractériser des entreprises utilisant le gaz naturel comme matière première ou source d'énergie et dont l'activité principale est exposée à la concurrence internationale.

Le décret n°2013-972 du 30 octobre 2013 a précisé la définition des sites concernés, en fonction du rapport entre le volume de gaz consommé et la valeur ajoutée de l'entreprise, de l'exposition internationale et de la stabilité ou de l'anticyclicité de la consommation (au moins 30% du volume consommé hors période hivernale). Au total ce sont environ 150 entreprises qui sont concernées.

Électricité

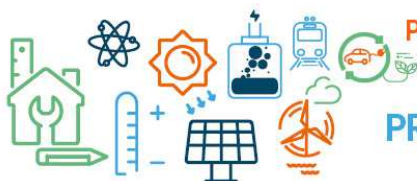
Le prix de l'électricité est construit par addition d'une part d'acheminement (tarifs de réseau), d'une part liée à l'énergie (intégrant les coûts commerciaux), et d'une part liée à la fiscalité. L'ensemble de ces leviers a fait l'objet de mesures contribuant à soutenir la compétitivité des industries électro-intensives.

Le profil de consommation de ces sites électro-intensifs, ou leur capacité à moduler leur consommation, est souvent bénéfique au système électrique, contribuant à sa stabilité et à la maîtrise globale de ses coûts. En 2017, 135 sites présentaient ainsi un profil de consommation stable ou anticyclique : un tel profil se distingue des profils de consommation des consommateurs résidentiel ou tertiaires, qui connaissent une variation importante selon les périodes (heures de la journée, jours de la semaine, mois dans l'année), générant des besoins de puissance, et donc des coûts de réseau, plus importants par rapport à l'énergie distribuée. Ces profils et cette capacité à moduler leur consommation peuvent être valorisés par les sites industriels.

Encadré 20 : Incitations à la maîtrise de l'énergie chez les industries intensives en énergie

La politique de la France en termes d'efficacité énergétique et de réduction des émissions de gaz à effet de serre pour les industries intensives en énergie s'appuie sur trois axes.

1. Des instruments de marché et notamment la directive européenne 2003/87/CE établissant un système d'échange de quotas d'émissions au sein de l'Union européenne



PRÉSERVATION DU POUVOIR D'ACHAT DES CONSOMMATEURS
ET DE LA COMPÉTITIVITÉ PRIX DE L'ÉNERGIE, ÉVALUATION
DES BESOINS DE COMPÉTENCES PROFESSIONNELLES
PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE
2019-2023 2024-2028

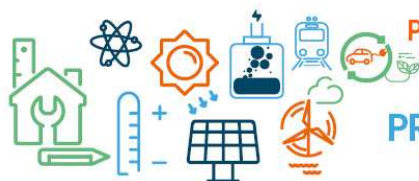
En France en 2015, les émissions des secteurs soumis à cette directive SCEQE représentent environ 20% des émissions totales, soit 100 millions de tonnes de CO₂ équivalent. A périmètre constant, les émissions des secteurs couverts ont diminué de -35,6% en 2015 par rapport à 2005. Les consommations d'énergie ont baissé de 3,7% entre 2013 et 2017.

2. Des mesures incitatives financières :

- les certificats d'économies d'énergie : le secteur industriel représente 20,3 % des certificats délivrés entre le 01/01/2015 et le 31/01/2017 (opérations standardisées et spécifiques) ;
- le PRO-SMEn, programme national qui soutient financièrement (jusqu'à 40 k€) les entreprises et collectivités dans la mise en place d'un système de management de l'énergie (SMEn), certifié conforme à la norme ISO 50001. Inscrit dans le cadre du dispositif des certificats d'économies d'énergie (CEE), il est coordonné et géré par l'Association Technique Energie Environnement, ATEE ;
- les électro-intensifs sont incités à se faire certifier ISO 50001, à se fixer des objectifs, et à mettre en œuvre un plan d'amélioration de la performance énergétique afin de bénéficier de la réduction de TURPE ;
- le système d'aides « Utilisation Rationnelle de l'Énergie - Investissement » de l'ADEME permet de soutenir les investissements réalisés dans les entreprises pour acquérir des équipements d'économies d'énergie ou procéder à des modifications des processus ou équipements en place. Les opérations aidées sont des opérations de démonstration ou des opérations exemplaires ;
- le fonds Chaleur soutient notamment la récupération de chaleur fatale. En 2016, 20 opérations ont été financées pour un montant d'investissement de 23,7M€ et une aide ADEME de 6,9M€ et généreront 21 ktep/an.

3. Des mesures réglementaires, notamment dans le cadre de la transposition de la directive 2012/27/UE relative à l'efficacité énergétique :

- obligation d'un audit énergétique tous les 4 ans ;
- obligation d'une analyse coûts-avantages pour les installations génératrices de chaleur fatale afin d'évaluer l'opportunité de valoriser cette chaleur fatale à travers un réseau de chaleur ou de froid, avant le lancement de nouveaux projets d'installations de combustion ;
- la directive 2010/75/UE du 24 novembre 2010, relative aux émissions industrielles, a été créée selon une approche intégrée. Cette directive impose, dans de nombreux secteurs industriels, de mettre en place les meilleures techniques disponibles (MTD) en matière de réduction d'émissions polluantes, au fur et à mesure de l'adoption des conclusions des « BREF » (Best Available Techniques – BAT – Reference documents) révisés, documents qui détaillent les MTD. Les conclusions sur les MTD portent sur divers sujets et notamment l'amélioration de l'efficacité énergétique. Une fois adoptées elles sont d'application directe.
- Un BREF applicable à tous les secteurs est spécifique sur la thématique de l'efficacité énergétique.



PRÉSERVATION DU POUVOIR D'ACHAT DES CONSOMMATEURS
ET DE LA COMPÉTITIVITÉ PRIX DE L'ÉNERGIE, ÉVALUATION
DES BESOINS DE COMPÉTENCES PROFESSIONNELLES
PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE
2019-2023 2024-2028

Fiscalité

CSPE / TICFE

Les installations hyper électro-intensives et les entreprises et installations industrielles grandes consommatrices d'énergie, notamment à celles qui sont exposées à un risque de fuite de carbone, bénéficient de taux réduits de CSPE, la principale taxe qui pèse sur la consommation d'électricité.

En conformité avec le cadre communautaire prévu par la directive 2003/96/CE, ces exonérations conduisent à un niveau de CSPE compris entre 0,5 € / MWh et 7,5 € / MWh. En 2016, le coût du dispositif est estimé à 1425 M€, dont 260 M€ à destination des sites Hyper Electro Intensifs (40 sites), 960 M€ à destination des entreprises grandes consommatrices d'énergie (10 000 entreprises) et 198 M€ à destination des entreprises du secteur du transport.

Compensation carbone

Un dispositif de « compensation carbone » pour les industriels électro-intensifs exposés à la concurrence internationale a été créé par la loi de finances pour 2016.

Cette mesure, prévue par le droit européen et qui existe dans plusieurs États membres, consiste à verser aux entreprises bénéficiaires une aide correspondant au coût indirect du carbone, c'est-à-dire le surcoût de l'électricité dû au système européen d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre.

La « compensation carbone » poursuit ainsi un triple objectif :

- réduire le risque de fuite de carbone (c'est-à-dire la délocalisation hors de l'Union européenne d'activités industrielles à cause d'une perte de compétitivité due au coût du carbone) ;
- maintenir l'objectif du système d'échanges de quota carbone de l'Union européenne de réduire les émissions en assurant un bon rapport coût-efficacité ;
- limiter au minimum les distorsions de concurrence dans le marché intérieur.

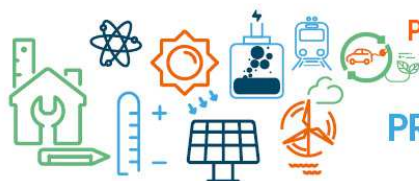
Le dispositif cible les entreprises des secteurs qui présentent à la fois une forte intensité en consommation d'électricité et une forte exposition au commerce extracommunautaire. Cela concerne notamment la production d'aluminium, la fabrication de papier et de carton, la sidérurgie, la chimie de base, etc. Depuis 2018, l'État publie sur le site internet du ministère de la transition écologique et solidaire la liste des secteurs et sous-secteurs bénéficiaires et le montant des compensations qu'ils reçoivent.

En 2017, le montant total des compensations carbone versées au titre de 2016 s'est élevé à environ 140M€. L'aide représente pour les bénéficiaires un allègement de l'ordre de 4 €/MWh, soit une économie de l'ordre de 5 à 10 % de leur facture HT d'électricité. Le financement de ce dispositif est assuré par le budget de l'État.

TICGN

Conformément aux dispositions de la directive 2003/96 relative à la taxation des produits énergétiques et du code des douanes, notamment les articles 266 quinquies et 265 nonies, les entreprises consommatrices de gaz naturel bénéficient d'une exonération de la taxe intérieure de consommation sur le gaz naturel (TICGN) lorsque le gaz naturel est utilisé pour la production d'électricité, lorsque le gaz naturel fait l'objet d'un double usage, notamment dans le cadre de procédés métallurgiques, d'électrolyse ou de réduction chimique ou lorsqu'il est utilisé pour la fabrication de produits minéraux non métalliques.

Les installations intensives en énergie au sens de la directive européenne de 2003 sur la taxation des produits énergétiques et incluses dans le système d'échange de quotas d'émissions de gaz à effet de serre, ainsi que les installations intensives en énergie au sens de la directive européenne de 2003 sur la taxation des produits énergétiques et exerçant une activité exposée à un risque important de fuite de carbone, bénéficient par ailleurs de taux réduits de TICGN.



PRÉSERVATION DU POUVOIR D'ACHAT DES CONSOMMATEURS
ET DE LA COMPÉTITIVITÉ PRIX DE L'ÉNERGIE, ÉVALUATION
DES BESOINS DE COMPÉTENCES PROFESSIONNELLES
PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE
2019-2023 2024-2028

Tarifs de réseau

Electricité

En raison des effets positifs sur la stabilité et l'optimisation du système électrique des sites fortement consommateurs d'électricité ayant une consommation stable et prévisible la valeur de cette stabilité est reflétée dans la facture du tarif d'accès au réseau d'électricité, puisque celui-ci est conçu pour refléter les coûts d'un consommateur sur le réseau en tenant compte de son profil de consommation. Ainsi, la Commission de régulation de l'énergie a décidé en 2014 d'accorder un abattement exceptionnel de 50% de la facture de transport d'électricité jusqu'à fin 2015 pour les utilisateurs électro-intensifs, ayant consommé plus de 10 GWh sur une durée supérieure à 7000h en 2013, ou constituant une entreprise électro-intensive au sens de l'article 238 bis HW du code général des impôts et ayant consommé plus de 500 GWh en 2013.

La loi relative à la transition énergétique a étendu cette première démarche en instaurant un cadre législatif pour l'abattement des tarifs réseau, pouvant allant jusqu'à 90% de la facture de transport d'électricité pour les utilisateurs les plus électro-intensifs raccordés dans le domaine de tension HTB et vérifiant certains critères techniques d'utilisation du réseau afin de tenir compte des effets positifs que ces utilisateurs apportent à la stabilité et à l'optimisation du système électrique. En contrepartie de ces conditions tarifaires favorables, les entreprises et sites électro-intensifs doivent respecter des exigences en matière de performance énergétique.

Le décret n°2016-141 du 11 février 2016 précise les modalités de réduction de tarif d'utilisation du réseau public de transport accordée aux sites fortement consommateurs d'électricité, en fonction de leur statut d'électro-intensifs, du niveau d'énergie soutirée au réseau, de la durée d'utilisation et du taux d'utilisation en heures creuses.

Les réductions du tarif de réseau représentent environ 120 à 130 M€ par an.

Le décret précise les exigences en matière de performance énergétique. Une entreprise ou un site est considéré comme mettant en œuvre une politique de performance énergétique s'il vérifie l'ensemble des conditions suivantes :

- dans un délai de dix-huit mois, il met en œuvre un système de management de l'énergie ISO 50001 ;
- dans un délai de 5 ans, il atteint un objectif de performance énergétique suivi au moyen d'indicateurs définis comme le rapport entre la consommation d'énergie et une unité de production qu'il définit. Ces indicateurs sont certifiés dans le cadre de la mise en œuvre du système de management de l'énergie susmentionné. Les objectifs sont définis par rapport aux niveaux référents pertinents selon le secteur d'activité ou le procédé de fabrication. Les objectifs de performance énergétique et les moyens envisagés pour les atteindre sont détaillés dans un plan de performance énergétique validé par le Préfet de région du siège de l'entreprise.

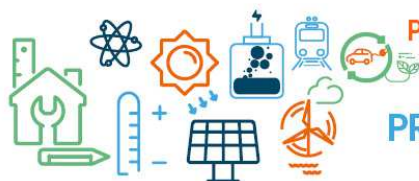
Tarifs d'utilisation des réseaux gaziers

L'article L. 461-3 du code de l'énergie prévoit la possibilité de mettre en place des réductions du tarif d'utilisation des réseaux de transport pour les entreprises fortement consommatrices de gaz naturel dont les sites présentent un profil de consommation prévisible et stable ou anticyclique. Le retour d'expérience des réductions des tarifs d'utilisation des réseaux électriques est pris en compte pour définir les modalités de ce dispositif.

Approvisionnement en énergie

ARENH

Les prix de l'électricité pour les entreprises électro-intensives demeurent parmi les plus bas d'Europe.



PRÉSERVATION DU POUVOIR D'ACHAT DES CONSOMMATEURS
ET DE LA COMPÉTITIVITÉ PRIX DE L'ÉNERGIE, ÉVALUATION
DES BESOINS DE COMPÉTENCES PROFESSIONNELLES
PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE
2019-2023 2024-2028

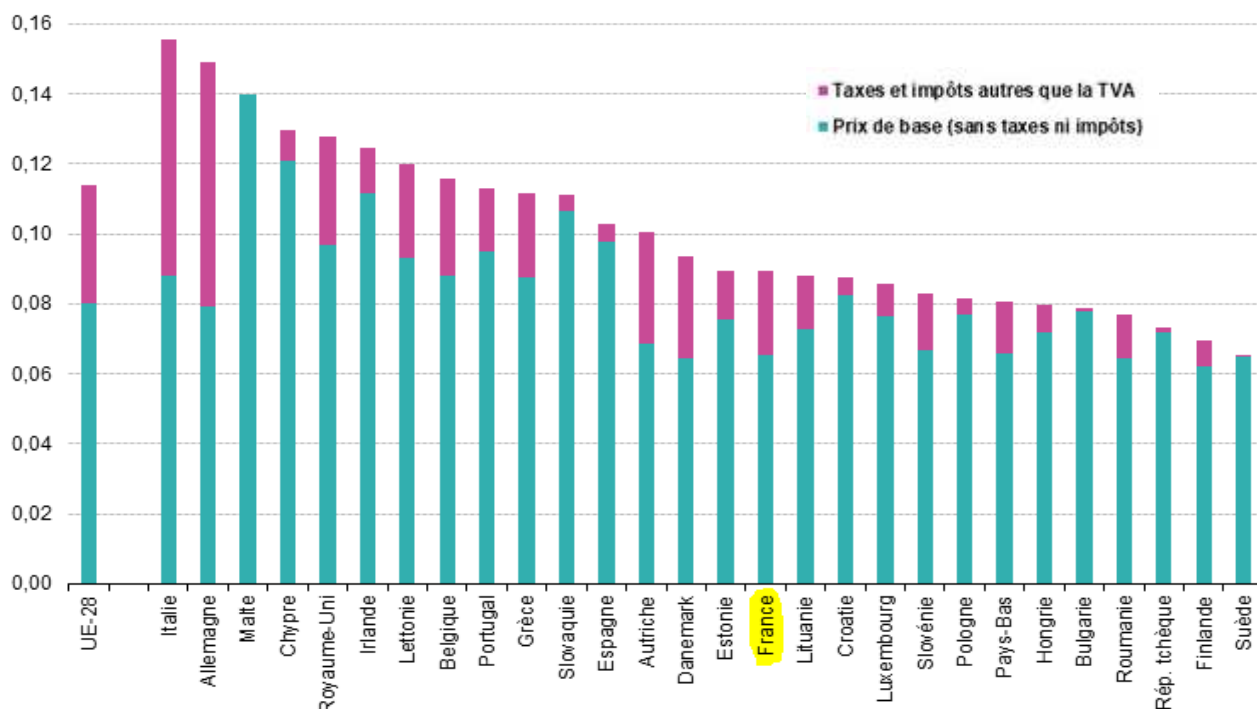


Figure 79 : Prix de l'électricité pour les consommateurs industriels (2nd semestre 2016)

Source : Eurostat

Malgré l'augmentation des prix de marché, les entreprises continueront à bénéficier jusqu'en 2025 de prix de l'électricité compétitifs, grâce au dispositif de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH). Cette électricité est fournie dans des conditions économiques équivalentes à celles de l'opérateur historique, ce qui doit permettre à l'ensemble des consommateurs, quel que soit leur fournisseur, de continuer à bénéficier de la compétitivité du parc nucléaire historique.

Le gouvernement proposera les modalités d'une nouvelle régulation du nucléaire existant qui permette de garantir la protection des consommateurs contre les hausses de prix de marché au-delà de 2025 en les faisant bénéficier de l'avantage compétitif lié à l'investissement consenti dans le parc nucléaire historique, tout en donnant la capacité financière à EDF d'assurer la pérennité économique de l'outil de production pour répondre aux besoins de la PPE dans des scénarios de prix bas.

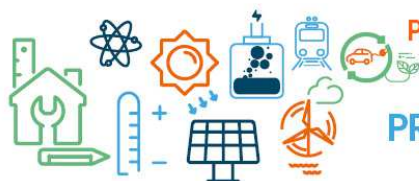
Hydroélectricité

L'article 116 de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte prévoit la possibilité de prendre en compte les contrats d'approvisionnement de long terme conclus avec des entreprises fortement consommatrices d'électricité, lors de la fixation de la redevance dans le cadre des renouvellements ou prolongations de concession, de manière à ne pas pénaliser les concessionnaires souhaitant conclure de tels contrats qui apportent aux industriels une visibilité à long terme sur les coûts d'approvisionnement.

Enfin, suite à l'expérimentation menée par RTE durant l'été 2014, les industriels peuvent désormais valoriser leur flexibilité dans le cadre des réserves primaires et secondaires (réglage de la fréquence et de la tension du système électrique), au même titre que les capacités de production qui étaient déjà mobilisées dans ce cadre.

Valorisation de la flexibilité - Interruptibilité et effacement

Une autre caractéristique de certaines entreprises grandes consommatrices d'électricité est leur capacité à moduler leur consommation, voire à l'interrompre, lorsque le gestionnaire de réseau de transport identifie des



**PRÉSERVATION DU POUVOIR D'ACHAT DES CONSOMMATEURS
ET DE LA COMPÉTITIVITÉ PRIX DE L'ÉNERGIE, ÉVALUATION
DES BESOINS DE COMPÉTENCES PROFESSIONNELLES**
PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE
2019-2023 2024-2028

besoins, par exemple pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande lors des pointes de consommation hivernales, ou lors d'un incident d'exploitation imprévu au sein du système électrique.

Cette capacité dépend des processus industriels, dont la consommation ne peut pas toujours être réduite, et pas forcément avec la même réactivité en fonction des procédés.

Elle prend pour l'électricité plusieurs formes distinctes selon les mécanismes dans lesquels cette réduction de consommation intervient (interruptibilité, effacements, réserves primaires, secondaires, rapides ou complémentaires, participation au mécanisme d'ajustement ou au marché de l'énergie), mais il s'agit à chaque fois, de manière complémentaire, de valoriser la capacité de l'industriel à réduire ou décaler sa consommation électrique vers d'autres périodes moins tendues pour le système électrique.

Au travers de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, le Gouvernement a souhaité étendre la valorisation de la flexibilité électrique des sites industriels, en élargissant le champ et le volume des dispositifs existants. Les consommateurs industriels peuvent également valoriser leur flexibilité dans le cadre du mécanisme de capacité.

Pour les entreprises grandes consommatrices de gaz, la loi a également introduit un dispositif d'interruptibilité.

Appels d'offres effacement

Depuis 2012, les industriels ont la possibilité de participer aux appels d'offres « effacement » organisés par RTE, soit en y participant directement, soit en contractualisant avec un agrégateur d'effacement participant à l'appel d'offre.

Une nouvelle procédure d'appel d'offres pour les effacements a été instaurée par la loi relative à la transition énergétique, et mise en œuvre de façon opérationnelle depuis 2018, afin d'atteindre les objectifs qui seront fixés dans la programmation pluriannuelle de l'énergie. Les effacements industriels apporteront une contribution importante dans le cadre de ces appels d'offres.

Les dispositifs d'interruptibilité de la consommation d'électricité

La loi du 15 avril 2013 a créé le dispositif dit « d'interruptibilité », qui permet de rémunérer les industriels consommateurs d'électricité capables de diminuer leur puissance appelée avec un préavis très court, au service de la sécurité ultime du réseau.

Le volume de ce dispositif a été augmenté une première fois par un arrêté de 2014, à hauteur de 600 MW. Compte tenu de sa contribution à la réduction du risque de défaillance du système électrique, le I de l'article 158 de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, codifié à l'article L. 321-19 du code de l'énergie, a renforcé le dispositif existant en permettant de relever le niveau de la rémunération pour les sites les plus exposés et d'augmenter le volume de l'appel d'offres.

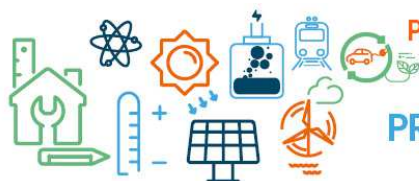
Les sites industriels capables d'adapter leur consommation d'électricité avec un préavis très court pour répondre à un besoin du système électrique et contribuer à assurer la sécurité du réseau, seront rémunérés pour ce service au système électrique.

Les dispositifs d'interruptibilité de la consommation de gaz naturel

La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte a prévu la possibilité de mettre en œuvre des dispositifs d'interruptibilité par lesquels certains consommateurs de gaz naturel s'engagent auprès des gestionnaires de réseau à réduire leur consommation en cas de besoin.

Ces dispositifs apportent une contribution à la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel, tout en offrant aux industriels gazo-intensifs un moyen de valoriser leur flexibilité.

Les objectifs de développement de l'interruptibilité de la consommation de gaz naturel sont précisés dans la section relative à la sécurité d'approvisionnement en produits gaziers.



PRÉSERVATION DU POUVOIR D'ACHAT DES CONSOMMATEURS
ET DE LA COMPÉTITIVITÉ PRIX DE L'ÉNERGIE, ÉVALUATION
DES BESOINS DE COMPÉTENCES PROFESSIONNELLES
PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE
2019-2023 2024-2028

Mesures :

- Le gouvernement proposera les modalités d'une nouvelle régulation du nucléaire historique qui permette de garantir la protection des consommateurs contre les hausses de prix de marché au-delà de 2025 en les faisant bénéficier de l'avantage compétitif lié à l'investissement consenti dans le parc nucléaire historique, tout en donnant la capacité financière à EDF d'assurer la pérennité économique de l'outil de production pour répondre aux besoins de la PPE dans des scénarios de prix bas.
- Toute hausse future de la fiscalité portant sur les produits énergétiques s'inscrira dans une évolution de la fiscalité qui permettra de baisser le taux de prélèvements obligatoires de 1 pt de PIB à horizon 2022.
- Pérenniser les différents dispositifs d'aide apportés aux entreprises électro-intensives et gazo-intensives ;
- Finaliser la mise en place du cadre pour l'interruptibilité de la consommation de gaz naturel.

7.4. Évaluation des impacts sur les emplois et besoins en compétences professionnelles

7.4.1. Enjeux en termes d'emplois

La transition énergétique aura des conséquences directes, positives ou négatives en termes d'emplois dans le secteur de l'énergie mais également des conséquences globales au plan macro-économique. La relance de l'activité productive est génératrice d'emplois : 246 000 emplois supplémentaires devraient être créés en 2023 et 413 000 en 2028.

L'emploi augmente dans tous les secteurs de l'économie sauf dans les secteurs des combustibles fossiles, des centrales thermiques à flamme et nucléaires ainsi que du transport routier de marchandise.

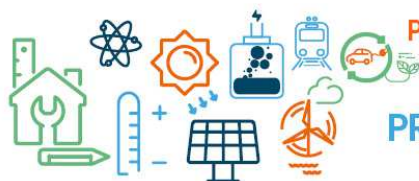
L'essentiel des créations d'emplois indirects et induits est réalisé dans le tertiaire puisque ce secteur représente 80% du PIB.

7.4.2. Enjeux en termes de compétences professionnelles

Contexte et objectifs

L'article 182 de la loi **du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte** dispose que « *L'État élabore, en concertation avec les organisations syndicales de salariés, les organisations représentatives des employeurs et les collectivités territoriales, un plan de programmation de l'emploi et des compétences tenant compte des orientations fixées par la programmation pluriannuelle de l'énergie prévue au chapitre Ier du titre IV du livre Ier du code de l'énergie. Ce plan indique les besoins d'évolution en matière d'emploi et de compétences sur les territoires et dans les secteurs professionnels au regard de la transition écologique et énergétique. Il incite l'ensemble des acteurs au niveau régional à mesurer et à structurer l'anticipation des évolutions sur l'emploi et les compétences induites par la mise en œuvre des schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie et des plans climat-air-énergie territoriaux* ».

En mars 2018, le ministre d'État, ministre de la Transition écologique et solidaire, la ministre du Travail, le ministre de l'Éducation nationale et la ministre de l'Enseignement supérieur, de la Recherche et de l'Innovation, ont confié à Madame Laurence Parisot la mission d'élaboration du PPEC en lien avec la mise à jour de la programmation pluriannuelle de l'énergie.



PRÉSERVATION DU POUVOIR D'ACHAT DES CONSOMMATEURS
ET DE LA COMPÉTITIVITÉ PRIX DE L'ÉNERGIE, ÉVALUATION
DES BESOINS DE COMPÉTENCES PROFESSIONNELLES
PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE
2019-2023 2024-2028

Les objectifs assignés à la mission étaient de :⁹⁸

- Proposer une « vision prospective des impacts de la transition énergétique en matière d'emploi et de compétences dans les secteurs professionnels et sur les territoires » ;
- Construire une « méthodologie permettant de couvrir l'ensemble des filières du PPEC [...] en impliquant les parties prenantes concernées dans les travaux » ;
- Proposer une évaluation prévisionnelle quantitative des emplois et de la transformation qualitative des compétences en lien avec la transition énergétique ;
- Analyser les besoins en formation ;
- Définir une méthode appropriée pour l'approche territoriale ;
- « Créer des synergies entre les parties prenantes de la transition écologique et solidaire, aussi bien au niveau national que territorial, favorisant l'anticipation des besoins en matière d'emplois et de compétences de la transition écologique ».

Gouvernance

La mission fait trois recommandations concernant la gouvernance :

- Installer une instance de partage d'informations réunissant les Ministères de l'Environnement, de l'Economie et des Finances, du Travail, les représentants du CNI, les organisations d'employeurs et les organisations de salariés qui se réuniraient 2 fois par an ;
- Sensibiliser les branches professionnelles et leur demander d'examiner régulièrement les impacts sociaux de la transition énergétique ;
- Inciter les régions et les grandes collectivités à suivre ces impacts sur leur territoire et à préparer les transitions.

Evaluations quantitatives : constat et prospective

La comptabilisation des emplois

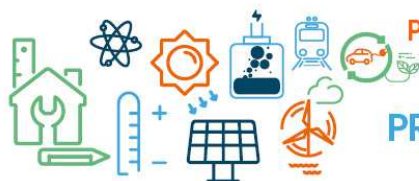
Il apparaît que la statistique nationale ne permet pas d'identifier les emplois liés à la transition énergétique par extraction directe. Les travaux de l'ADEME d'une part, de l'Observatoire national des emplois et métiers de l'économie verte (Onemev) d'autre part autorisent des estimations. Celles-ci peuvent aller de 300 000 emplois environ (concentrés dans les secteurs bâtiment, transport et production d'énergie renouvelable) à 900 000 si on étend les définitions aux éco-activités et leurs activités périphériques. Il est probable qu'il y a également des emplois liés à la Transition Énergétique dans les 3,9 millions d'emplois verts et verdissants définis par l'Onemev.

Le cadre actuel ne permet pas d'identifier précisément les emplois liés à la transition énergétique. Pour améliorer cette comptabilisation, il s'agirait de discuter au sein de l'instance de gouvernance des orientations pour l'étude annuelle de sur les Marchés et emplois de la transition énergétique de manière à :

- Impliquer davantage les branches professionnelles et les comités de filière ;
- Discuter chaque année, avec elles, du périmètre de l'étude, en fonction des évolutions de chaque filière. Certaines filières pourraient être observées pendant quelques années, puis cesser de l'être lorsque la transition serait finalisée ;

98. AcTE : la lettre de mission de Nicolas Hulot, Muriel Pénicaud, Jean-Michel Blanquer et Frédérique Vidal à Laurence Parisot (29 mars 2018). *Ministère de la Transition écologique et solidaire* [en ligne] consulté le 20 juillet 2018. Disponible sur :

https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/sites/default/files/2018.03.30_D_Lettre_mission_Me_Parisot.pdf



PRÉSERVATION DU POUVOIR D'ACHAT DES CONSOMMATEURS
ET DE LA COMPÉTITIVITÉ PRIX DE L'ÉNERGIE, ÉVALUATION
DES BESOINS DE COMPÉTENCES PROFESSIONNELLES
PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE
2019-2023 2024-2028

- Réfléchir avec les branches aux possibilités de réaliser le suivi des start ups et la régionalisation comme le demande la mission.

Évaluation prévisionnelle quantitative des emplois

Différents modèles économiques tentent d'évaluer les impacts économiques de scénarios de transition énergétique dans un horizon temporel allant de 2020 à 2050. La majorité des modèles économiques prévoit une création nette d'emplois comprise entre 100 000 et 600 000 ETP à horizon 2030. La PPE de 2016 évaluait ainsi à 283 000 ETP le nombre possible de créations nettes d'emplois à horizon 2030, tandis que la Stratégie Nationale Bas Carbone (SNBC) estimait ces créations entre 108 000 et 350 000 à horizon 2035. Les modèles économiques reposent néanmoins sur des choix particuliers, qui amènent à interpréter leurs résultats à la lumière des scénarios, hypothèses et méthodologies employés.

Par ailleurs, les modèles économiques ne prennent pour l'heure pas en compte la question de l'évolution des compétences. Des modèles économiques territoriaux se construisent depuis quelques années pour offrir aux décideurs et acteurs économiques locaux des outils pour évaluer les effets économiques des politiques de transition énergétique qu'ils conduisent à l'échelle locale. Le Réseau Action Climat et l'ADEME ont ainsi présenté l'outil TÊTE en janvier 2018.

L'évolution des compétences

La mission estime que la transition énergétique ne créera que peu de métiers entièrement nouveaux qui seront principalement localisés dans les services : (le conseiller énergie, l'energy manager (ou économiste de flux), le trader, l'ingénieur en génie des matériaux. Elle se traduira davantage par une transformation des métiers existants et l'acquisition de nouvelles compétences.

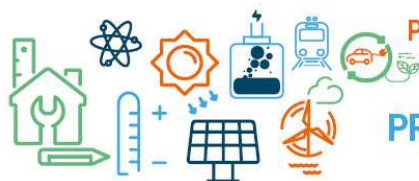
A titre d'exemple, un ingénieur de l'industrie de l'automobile devra être davantage familier avec l'électricité de puissance. Dans le bâtiment, un ouvrier second œuvre devra maîtriser de nouvelles techniques d'isolation. Un technicien de maintenance électrique devra apprendre à intervenir sur une éolienne.

A la demande des acteurs économiques concernés, l'évolution et la création de nouvelles certifications est déjà effective.

Au-delà du besoin de nouvelles compétences liées aux nouveaux équipements mis en œuvre par exemple, la transition énergétique génère un besoin accru de transversalité, de coordination entre les différents corps de métiers ainsi qu'une approche globale et systémique. Cette exigence est particulièrement indispensable dans le domaine du bâtiment afin d'assurer un niveau maximal de performance énergétique. La formation initiale et la formation professionnelle doivent intégrer ces soft skills.

Un enjeu majeur est également celui de la sensibilisation des salariés, et de manière générale de tous les actifs, à la transition énergétique, aux normes et réglementations associées.

La transition énergétique et la transition numérique sont deux mouvements de transformation profonde qui sont en interaction et doivent être considérés ensemble. Il n'y a pas d'évolution de l'efficacité énergétique d'une structure sans mesures, sans traitement de données. Par ailleurs, le concept de smart grid, le lissage des pics de consommation, l'introduction de sources intermittentes et de stockage sont liés à une évolution de l'informatique de gestion de l'énergie. A ce titre la mission recommande qu'ils soient abordés régulièrement dans les entreprises dans le cadre habituel du dialogue social.



PRÉSERVATION DU POUVOIR D'ACHAT DES CONSOMMATEURS
ET DE LA COMPÉTITIVITÉ PRIX DE L'ÉNERGIE, ÉVALUATION
DES BESOINS DE COMPÉTENCES PROFESSIONNELLES
PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE
2019-2023 2024-2028

Enjeux de la formation initiale et continue

Enjeux de la formation initiale

Depuis 2010 le ministère de l'Éducation nationale a transformé ses diplômes afin de tenir compte des nouveaux enjeux liés à la transition énergétique. Le travail au sein des Commissions Professionnelles Consultatives (CPC) a permis de rénover les diplômes existants et de créer plusieurs nouveaux diplômes spécifiques, en lien avec les acteurs des secteurs économiques concernés, les services de l'État et les partenaires sociaux. La mission n'identifie pour l'heure pas de carence marquée de formations initiales en lien avec la transition énergétique. Il faut, par ailleurs que les branches professionnelles membres des CPC continuent à porter les évolutions. La réactivité du processus de travail des Commissions Professionnelles Consultatives est à ce titre primordiale mais également l'activation d'autres certifications (titres et CQP).

Plusieurs enjeux sont à considérer pour que la formation réponde aux besoins des acteurs économiques de manière adéquate : celui du moment opportun pour mettre en place une formation, son calibrage, son implantation géographique, l'équipement des établissements qui la dispensent et l'orientation des élèves. L'ouverture de formations adaptées, l'information des jeunes et des adultes, les responsabilités économiques au niveau régional nécessitent une prise en charge par les collectivités territoriales et les échelons académiques.

Enjeux de la formation professionnelle

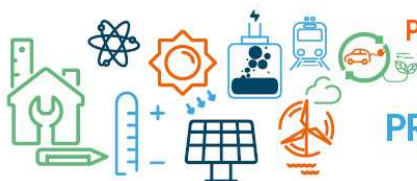
La formation professionnelle est essentielle au même titre que la formation initiale pour assurer l'évolution des compétences des actifs en lien avec la transition énergétique. Les certifications de la Commission Nationale de la Certification Professionnelle (CNCP) ont ainsi commencé à évoluer pour prendre en compte ces transformations. A titre d'exemple, le titre professionnel de chargé d'affaires en rénovation énergétique du bâtiment a été créé, celui de technicien de maintenance d'équipements de chauffage, climatisation et énergies renouvelables a été révisé.

La loi « pour la liberté de choisir son avenir professionnel » vise la transformation de la formation professionnelle et de l'apprentissage. L'objectif du Gouvernement est de donner de nouveaux droits aux personnes pour leur permettre de choisir leur vie professionnelle tout au long de leur carrière, ainsi que de renforcer l'investissement des entreprises dans les compétences de leurs salariés. Dans le cadre de cette réforme de la formation professionnelle et de l'apprentissage, un Plan d'Investissement dans les Compétences (PIC) a été lancé en 2018. Doté de 15 milliards d'euros sur 5 ans, il comporte notamment le programme « 10kverts », destiné à mettre à disposition 10 000 formations aux métiers verts et verdissants à destination des jeunes et demandeurs d'emplois. Le Plan d'Investissement financera aussi des Gestions Prévisionnelles de l'Emploi et des Compétences (GPEC) au niveau des branches professionnelles et des filières afin d'identifier les évolutions de compétences dans les prochaines années.

Mesures :

L'État confiera à la nouvelle agence France compétences dès 2019 la mission d'ouvrir un chantier spécifique concernant la transition énergétique et d'assurer le secrétariat d'une instance composée des Ministères de l'Environnement, de l'Economie et des Finances, du Travail, les représentants du CNI, les organisations d'employeurs et les organisations de salariés qui se réuniraient 2 fois par an. Cette instance sera chargée de donner des orientations relatives à :

- l'état des lieux statistique réalisé par l'ADEME ;
- la définition et le pilotage des travaux de prospective : l'établissement d'un cahier des charges à destination des branches professionnelles de manière à réaliser l'analyse intra-branche sur :



**PRÉSERVATION DU POUVOIR D'ACHAT DES CONSOMMATEURS
ET DE LA COMPÉTITIVITÉ PRIX DE L'ÉNERGIE, ÉVALUATION
DES BESOINS DE COMPÉTENCES PROFESSIONNELLES**

PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE
2019-2023 2024-2028

- l'évolution des métiers attendus ;
- la quantification de l'impact sur les emplois de la branche à 10 ans.

Les résultats seront présentés devant l'instance de gouvernance globale chaque année.

- l'évolution des formations
 - formation initiale : Les ministères certificateurs vont organiser chaque année une revue de :
 - l'évolution de leur diplôme et du niveau d'intégration des dimensions d'interdisciplinarité et de maîtrise systémique, qui sont indispensables à la conduite de la transition énergétique ;
 - l'attractivité des diplômes ayant une dimension transition énergétique ;
 - l'opportunité de réviser les diplômes de chaque CPC sous conseil des branches professionnelles.

Le MTES continuera à alimenter les travaux des CPC (Commissions Professionnelles consultatives) des ministères certificateurs afin de veiller à la bonne prise en compte de la transition écologique dans les référentiels.

- formation continue : dans le cadre de ses futures missions, France compétences animera la réflexion autour de l'actualisation de l'évolution des métiers et des besoins d'adaptation des formations professionnelles tout au long de la vie. Les branches seront chargées de faire évoluer les référentiels de leurs métiers ainsi que les formations continues spécifiques de leur secteur (CQP) lorsque le besoin sera identifié. La question sera posée au moins tous les deux ans.

Sur le point particulier de la formation des agents de l'État, le MTES engagera une expérimentation au travers d'un chantier spécifique afin de développer des formations destinées aux fonctionnaires d'Etat, notamment ses agents, et aux fonctionnaires territoriaux en partenariat avec le CNFPT.

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

7.5.1. Coût de soutien de la maîtrise de l'énergie

Dans le bâtiment

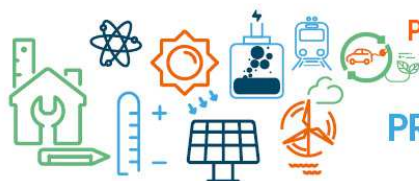
Crédit d'impôt et TVA réduite

Pour atteindre les objectifs de la PPE, deux dépenses fiscales sont actuellement en vigueur :

- Crédit d'impôt CITE à hauteur de 30% du coût des équipements de production de chaleur renouvelable et travaux de réduction de consommation énergétique des locaux à usage d'habitation principale achevés depuis plus de deux ans ;
- Taux de TVA réduit à 5,5% pour les équipements de production de chaleur renouvelable et travaux de réduction de consommation énergétique des locaux à usage d'habitation achevés depuis plus de deux ans, ainsi que sur les travaux induits qui leur sont indissociablement liés.

Aides de l'ANAH

L'Agence Nationale de l'Habitat (ANAH) finance notamment des travaux d'amélioration de la performance énergétique des logements privés des ménages modestes et très modestes. Le financement de l'Agence



PRÉSERVATION DU POUVOIR D'ACHAT DES CONSOMMATEURS
ET DE LA COMPÉTITIVITÉ PRIX DE L'ÉNERGIE, ÉVALUATION
DES BESOINS DE COMPÉTENCES PROFESSIONNELLES
PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE
2019-2023 2024-2028

nationale pour l'habitat (ANAH) est assuré majoritairement par des crédits extrabudgétaires, sa principale ressource résultant des mises aux enchères des quotas carbone. Depuis 2019, 420M€/an issus de cette recette sont affectés à l'ANAH, soit une hausse de 110 M€ par rapport à l'exécution 2017. L'Agence bénéficie depuis 2018 d'un financement budgétaire annuel de 110M€ et, depuis 2019, d'une recette supplémentaire de 40 M€ au titre de la taxe sur les logements vacants. L'ANAH bénéficie au total, au titre de l'axe 1, initiative 1 du Grand Plan d'Investissement d'un montant de 650 M€.

Eco-prêt logement social

Le principal dispositif incitatif à destination de la rénovation énergétique du parc social est l'éco-prêt logement social, prêt à taux bonifié distribué par la Caisse des dépôts et consignations (CDC). On a observé l'évolution suivante des écoPLS signés depuis 2012 :

- en 2012, 7 000 logements pour un montant éco-PLS de 70M€ ;
- en 2013 : 19 000 logements pour un montant de 300M€ ;
- en 2014 : 34 000 logements pour un montant de 515M€ ;
- en 2015 : 45 306 logements pour un montant de 610M€ ;
- en 2016 : 41 055 logements pour un montant de 585M€ ;
- en 2017 : 54 336 logements pour un montant de 720M€.

En moyenne sur la période, le dispositif par logement est de 13 000 € pour un montant maximal d'aide de 16 000 € et 18 000 € en cas d'atteinte du niveau BBC rénovation.

Dans le cadre du Plan Rénovation Énergétique des Bâtiments, l'objectif est de rénover 100 000 logements par an d'ici 2022. A ce titre, le Grand Plan d'Investissement prévoit pour atteindre cet objectif de débloquer 3 milliards d'euros d'ici 2022.

Dégrèvements travaux d'économie d'énergie HLM SEM

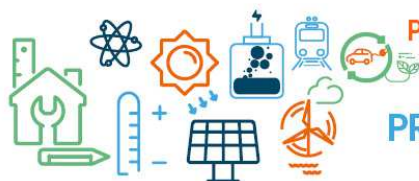
Cette dépense fiscale intitulée « Dégrèvement égal au quart des dépenses à raison des travaux d'économie d'énergie, sur la cotisation de taxe foncière sur les propriétés bâties pour les organismes HLM et les SEM » a pour objectif d'aider au financement des travaux d'économies d'énergie entrepris par des bailleurs sociaux pour la rénovation de leur parc social. Son ordre de grandeur était de 31M€ en 2014, 59M€ en 2015, 80M€ en 2016 et 70M€ en 2017.

En 2016, plus de 6000 bailleurs ont bénéficié de ce dispositif.

Il est proposé de dimensionner l'enveloppe sur la progression de l'éco-PLS (dispositif destiné à la rénovation énergétique du parc social - voir supra). Il en résulterait une enveloppe moyenne sur la période de l'ordre de 350 millions d'euros.

Travaux lourds – mise en conformité et remise en état des bâtiments de l'Etat

La directive « Patrimoine de l'Etat : efficacité énergétique » consiste à rénover les bâtiments de l'Etat qui ne satisfont pas à la réglementation thermique, ce qui a été évalué quantitativement à rénover 3% du parc de l'Etat par année, sur la période 2015-2020. La SNBC dans le cadre de la scénarisation a retenu les surfaces rénovées du parc de l'Etat (Mm²) suivant :



PRÉSERVATION DU POUVOIR D'ACHAT DES CONSOMMATEURS
ET DE LA COMPÉTITIVITÉ PRIX DE L'ÉNERGIE, ÉVALUATION
DES BESOINS DE COMPÉTENCES PROFESSIONNELLES
PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE
2019-2023 2024-2028

	2016	2017	2018	2019	2020
Surfaces rénovées du parc de l'Etat (Mm ²)	1,559	1,514	1,460	1,522	1,563

Tableau 48 : Surfaces rénovées du parc immobilier d'ici 2020 (Mm²)

La rénovation des bâtiments de l'Etat mobilise plusieurs programmes budgétaires (programme 309 - entretien des bâtiments de l'Etat, Gendarmerie nationale – 152, sécurité civile – 161, justice -166, etc). Le montant estimé à partir des chiffres figurant dans le document de politique transversale « lutte contre le changement climatique » aboutit pour 2014 à un montant de l'ordre de 97,2M€.

En supposant que le coût de la rénovation lourde est de 210€/m², en moyenne annuelle sur la période 2016-2023, le montant de l'enveloppe pour la rénovation du parc est estimé à un peu moins de 200M€.

Dans les transports

Contribution au financement de l'acquisition de véhicules propres

Les programmes 797 et 798 financent le dispositif d'aides à l'acquisition de véhicules propres (« bonus-malus »). Les montants étaient en autorisations d'engagement de 207,5M€ en 2016, de 265,6M€ en 2017 et de 266M€ prévus au titre de 2018. Ces montants sont couverts par les recettes du malus.

Le plan Climat fixe un objectif de fin de vente de voitures neuves émettant des gaz à effets de serre à l'horizon 2040.

Contribution au retrait des véhicules polluants

Le programme 792 finance le dispositif d'aides au retrait des véhicules polluants (« prime à la conversion »).

Le plan Climat a renforcé la prime à la conversion. Les véhicules essence immatriculés pour la première fois avant le 1^{er} janvier 1997 sont désormais éligibles. Toutes les personnes physiques ou morales peuvent, sous réserve d'éligibilité, bénéficier d'une prime de 1000 €. Une sur-prime de 1000 € est versée aux personnes physiques non imposables. Cette prime doit permettre de mettre au rebut 500 000 véhicules d'ici 2022.

7.5.2. Coût de soutien des ENR

Soutien à la production de chaleur renouvelable

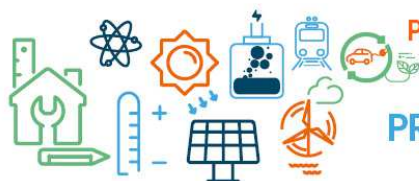
Les coûts du soutien du fonds chaleur et du CITE tiennent d'ores et déjà compte des évolutions annoncées de la composante carbone. Cela a déjà été pris en compte dans l'estimation des besoins budgétaires.

Fonds chaleur

Le fonds chaleur a été doté sur la période 2009-2017 d'un montant de 1,9Md€ en engagements juridiques. Comme souligné par la cour des comptes, il s'agit d'un dispositif efficient avec un taux d'aide moyen de 4€/MWh produit, soit environ 16 €/tCO₂ évitée et un effet de levier intéressant (1€ du fonds chaleur pour 3€ d'investissements).

En 2017, les aides du fonds chaleur correspondent à un soutien budgétaire de :

- 1€/MWh pour la récupération de chaleur fatale ;
- 4€/MWh pour le soutien au bois ;
- 7€/MWh pour la géothermie ;
- 8€/MWh pour les réseaux de chaleur ;



**PRÉSERVATION DU POUVOIR D'ACHAT DES CONSOMMATEURS
ET DE LA COMPÉTITIVITÉ PRIX DE L'ÉNERGIE, ÉVALUATION
DES BESOINS DE COMPÉTENCES PROFESSIONNELLES**
PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE
2019-2023 2024-2028

- 11€/MWh pour les contrats ENR patrimoniaux et territoriaux (grappes de petits projets concernant un même propriétaire ou un même territoire) ;
- 33€/MWh pour le solaire thermique (toitures et grandes surfaces).

Sur la base des objectifs du scénario B de la PPE 2028, et en tenant compte de la trajectoire de la contribution climat énergie initialement prévue, il a été estimé le besoin prévisionnel du fonds chaleur : il augmente jusqu'en 2020, date à partir de laquelle l'impact de la CCE permet d'infléchir la trajectoire du fonds chaleur tout en maintenant une augmentation de la trajectoire en TWh. Sur la période 2018-2028, le besoin cumulé est de 3,21Mds€.

Le crédit d'impôt transition énergétique (CITE)

Pour atteindre les objectifs de la PPE, un besoin de soutien aux équipements de production de chaleur renouvelable actuellement éligibles au CITE de l'ordre de 600M€ par an est estimé.

La baisse du taux de TVA pour les réseaux de chaleur

Le tableau ci-après rend compte du coût pour les finances publiques du taux de TVA réduit pour les réseaux de chaleur et de froid lorsque le seuil de 50% d'EnR&R est atteint. Cette estimation tient compte des objectifs fixés pour les réseaux aux échéances de la PPE :

Année de référence 2016	2017-2023	2023-2028 option basse	2023-2028 option haute
55	65	70	75

Tableau 49 : Coût pour les finances publiques du taux de TVA réduit pour les réseaux de chaleur (M€)

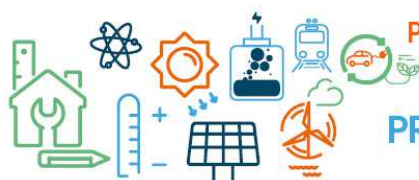
Soutien à la production d'énergies renouvelables électriques

L'État soutient le différentiel entre le prix vente de l'électricité et le coût des filières. Le coût budgétaire doit donc être apprécié en fonction des coûts prévisionnels des filières et les projections d'évolution du prix de vente de l'électricité produite par les énergies renouvelables. Pour chaque filière, les perspectives d'évolution des coûts attendus sont présentées et suivies d'une évaluation du montant budgétaire de soutien. Ce montant est décomposé entre les coûts partis du fait d'engagements antérieurs de l'État et les nouveaux coûts, pour le soutien des nouvelles capacités.

Les coûts de soutien public ont été calculés sur la base des cibles du scénario A de la PPE. Il s'agit de l'enveloppe qui sera allouée par l'Etat au développement des EnR afin d'atteindre ces objectifs. En cas de baisse des coûts supérieure, l'enveloppe allouée permettra d'atteindre les objectifs du scénario B de la PPE.

Les coûts déjà engagés correspondent aux appels d'offres attribués, aux contrats qui ont été signés avant le 31 décembre 2018 et aux projets ayant le droit à une obligation d'achat ayant fait une demande auprès d'un acheteur obligé. Il ne s'agit donc pas du parc installé au 31 décembre 2018, mais d'un ensemble plus large d'installations : en effet, selon les technologies, les installations commencent à produire entre 2 et 4 ans après la signature du contrat.

Deux scénarios de prix de l'électricité ont été étudiés pour l'estimation des coûts de soutien public au développement de l'électricité renouvelable. Ces deux trajectoires atteignent respectivement t 56€/MWh et 42€/MWh en 2028 pour le prix de marché moyen et sont stables au-delà de 2030. Les prix de vente moyens de l'électricité produite par les installations de production d'électricité renouvelable sont les suivants, pour les principales filières :



PRÉSERVATION DU POUVOIR D'ACHAT DES CONSOMMATEURS
ET DE LA COMPÉTITIVITÉ PRIX DE L'ÉNERGIE, ÉVALUATION
DES BESOINS DE COMPÉTENCES PROFESSIONNELLES
PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE
2019-2023 2024-2028

	2023	2028
Prix de marché	44 €/MWh	56 €/MWh
Prix de vente de l'éolien	38 €/MWh	46 €/MWh
Prix de vente du photovoltaïque	37 €/MWh	43 €/MWh
Prix de vente de l'éolien offshore	40 €/MWh	48 €/MWh

Tableau 50a : Hypothèses des prix de vente moyens de l'électricité produite par les principales filières d'énergies renouvelables, pour un scénario à 56 €/MWh en 2028

	2023	2028
Prix de marché	40 €/MWh	42 €/MWh
Prix de vente de l'éolien	34 €/MWh	33 €/MWh
Prix de vente du photovoltaïque	34 €/MWh	30 €/MWh
Prix de vente de l'éolien offshore	36 €/MWh	36 €/MWh

Tableau 50b : Hypothèses des prix de vente moyens de l'électricité produite par les principales filières d'énergies renouvelables, pour un scénario à 42 €/MWh en 2028

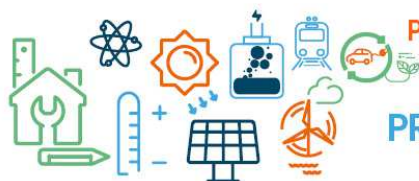
Les prix de vente moyens de l'électricité produite par les installations de production d'électricité renouvelable des filières mentionnées ci-dessus sont plus faibles que les prix moyens de l'électricité sur les marchés, en raison de la corrélation de la production électrique des installations au sein d'une même filière. La production d'électricité solaire, par exemple, intervient au même moment de la journée pour toutes les installations, et l'augmentation des capacités installées d'ici 2028 conduit à une baisse du prix de marché de l'électricité sur ces heures, réduisant le prix moyen perçu par les installations. Une décote doit donc être prise en compte par rapport au prix de marché moyen, pour calculer le soutien public aux installations de production.

Eolien terrestre

	2023	2028
Coût de production des nouvelles installations	68 €/MWh	58 €/MWh
Coût déjà engagé	21,5 Mds€	
Coût supplémentaire du fait des objectifs de la présente PPE	4,4 Mds€	8,4Mds€
Total	34,2 Mds€	

Tableau 51 : Hypothèses et coûts budgétaires lié au soutien de la filière éolienne (Mds€) pour un prix de l'électricité atteignant 56€/MWh en 2028

A noter que pour cette filière, un certain nombre d'installations vont sortir de l'obligation d'achat au cours de la PPE. L'hypothèse est faite que ces parcs continueront à produire quelques années (au moins 5) sans bénéficier de soutien.



**PRÉSERVATION DU POUVOIR D'ACHAT DES CONSOMMATEURS
ET DE LA COMPÉTITIVITÉ PRIX DE L'ÉNERGIE, ÉVALUATION
DES BESOINS DE COMPÉTENCES PROFESSIONNELLES**
PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE
2019-2023 2024-2028

Photovoltaïque

	2023	2028
Coût de production des nouvelles installations PV au Sol	60 €/MWh	50 €/MWh
Coût de production des nouvelles installations PV sur grandes toitures	73 €/MWh	60 €/MWh
Coût déjà engagé	39.6 Mds€	
Coût supplémentaire du fait des objectifs de la présente PPE	3,6 Mds€	3,8 Mds€
Total	47,1 Mds€	

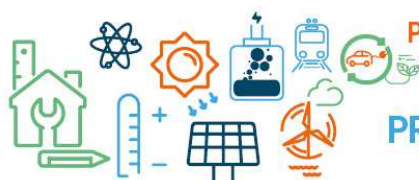
Tableau 52 : Hypothèses et coûts budgétaires lié au soutien de la filière photovoltaïque (Mds€) pour un prix de l'électricité atteignant 56€/MWh en 2028

Les coûts de soutien pour la filière dépendent beaucoup de la répartition entre les différents segments : sol, grande toiture, petite toiture. L'hypothèse faite dans les modélisations correspond à celle du calendrier d'appel d'offres exposé dans la partie sur les énergies renouvelables électriques. 60 % des capacités seront en particulier développées au sol.

Bioénergies : biomasse et méthanisation

	2023	2028
Coût déjà engagé	6,8 Mds€	
Coût supplémentaire du fait des objectifs de la présente PPE	0 €	0 €
Total	6,8 Mds€	

Tableau 53 : Coûts budgétaires lié au soutien de la filière biomasse (Mds€) pour un prix de l'électricité atteignant 56€/MWh en 2028



PRÉSERVATION DU POUVOIR D'ACHAT DES CONSOMMATEURS
ET DE LA COMPÉTITIVITÉ PRIX DE L'ÉNERGIE, ÉVALUATION
DES BESOINS DE COMPÉTENCES PROFESSIONNELLES
PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE
2019-2023 2024-2028

	2023	2028
Coût de production des nouvelles installations	200 €/MWh	200 €/MWh
Coût déjà engagé	4,8 Mds€	
Coût supplémentaire du fait des objectifs de la présente PPE	0,5 Mds€	1,2 Mds€
Total	6,5 Mds€	

Tableau 54 : Coûts budgétaires liés au soutien de la filière méthanisation (Mds€) pour un prix de l'électricité atteignant 56€/MWh en 2028

Eolien en mer et énergies marines renouvelables

	2023	2028
Coût déjà engagé	18,7 Mds€	
Coût supplémentaire du fait des objectifs de la présente PPE	0 Mds€	6,7 Mds€
Total	25,4 Mds€	

Tableau 55 : Coûts budgétaires lié au soutien de la filière éolien en mer et énergies marines renouvelables (Mds€) pour un prix de l'électricité atteignant 56€/MWh en 2028

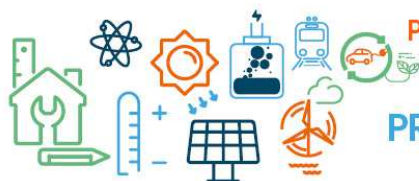
La géothermie électrique

	2023	2028
Coût déjà engagé	0,7 Mds€	
Coût supplémentaire du fait des objectifs de la présente PPE	0 €	0 €
Total	0,7 Mds€	

Tableau 56 : Coûts budgétaires lié au soutien de la filière géothermie (Mds€) pour un prix de l'électricité atteignant 56€/MWh en 2028

Soutien à la production de biogaz injecté

Les coûts de soutien pour le biogaz injecté ont été calculés sur la base des coûts de production indiqués dans le tableau ci-dessous permettant d'atteindre 7% de gaz renouvelable en 2030, une baisse supérieure permettrait d'atteindre 10%. Si les coûts de production ne baissent pas autant qu'attendu, le rythme de construction de nouvelles capacités de production sera adapté.



**PRÉSERVATION DU POUVOIR D'ACHAT DES CONSOMMATEURS
ET DE LA COMPÉTITIVITÉ PRIX DE L'ÉNERGIE, ÉVALUATION
DES BESOINS DE COMPÉTENCES PROFESSIONNELLES**
PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE
2019-2023 2024-2028

	2023	2028
Coût de production des nouvelles installations	67 €/MWh	60 €/MWh
Coût déjà engagé	2,3 Mds€	
Coût supplémentaire du fait des objectifs de la présente PPE	1,8 Mds€	3,8 Mds€
Total	7,9 Mds€	

Tableau 57 : Coûts budgétaires lié au soutien de la filière biogaz injecté (Mds€)

7.5.3. Les charges de service public de l'électricité

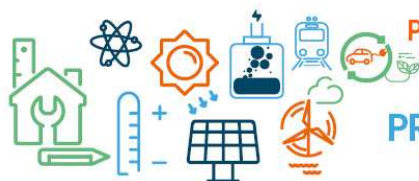
La mise en œuvre des trajectoires de développement des énergies renouvelables prévues par la PPE se traduit par une augmentation des charges de service public de l'électricité.

Dans un scénario de prix de marché de l'électricité moyen à 56€/MWh en 2028, les charges annuelles totales de soutien à la production d'électricité renouvelable, passeraient ainsi de 4,8 Mds€ au titre de l'année 2018 à 6,8 Mds€ en 2023 et 7,2 Mds€ en 2028 pour le scénario de référence de développement des ENR. Les engagements correspondant sont de 30 Mds€, en faisant l'hypothèse d'un prix de l'électricité stable au-delà de 2030.

	Dépenses engagées	A engager pour atteindre les objectifs 2028	Total
Eolien onshore	21,5	12,8	34,2
Solaire	39,6	7,4	47,1
Biomasse	6,8	0,0	6,8
Biogaz	4,8	1,7	6,5
Géothermie	0,7	0,0	0,7
Hydraulique	2,5	1,1	3,6
Eolien offshore	18,7	6,7	25,4
Total	95	30	124

Tableau 58a : Coûts budgétaires lié au soutien des énergies renouvelables électriques (Mds€) dans un scénario où l'électricité atteint 56€/MWh en 2028

Les montants additionnels consacrés au soutien de la cogénération, déjà engagés, qui étaient de 836M€ en 2018, seront de 836M€ en 2023 et 374M€ en 2028.



**PRÉSERVATION DU POUVOIR D'ACHAT DES CONSOMMATEURS
ET DE LA COMPÉTITIVITÉ PRIX DE L'ÉNERGIE, ÉVALUATION
DES BESOINS DE COMPÉTENCES PROFESSIONNELLES**
PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE
2019-2023 2024-2028

En cas de prix de l'électricité à 42€/MWh en moyenne en 2028, les charges annuelles seraient de 7,1Mds€ en 2023 et de 8,9Mds€ en 2028 pour les énergies renouvelables. Pour la cogénération, les charges annuelles seraient de 870M€ en 2023 et 426M€ en 2028

	Dépenses engagées	A engager pour atteindre les objectifs 2028	Total
Eolien onshore	25,4	25,3	50,8
Solaire	42,4	15,1	57,5
Biomasse	7,5	0,0	7,5
Biogaz	5,2	1,9	7,1
Géothermie	0,8	0,0	0,8
Hydraulique	2,9	1,4	4,4
Eolien offshore	21,3	11,0	32,3
Total	105	55	160

Tableau 58a : Coûts budgétaires lié au soutien des énergies renouvelables électriques (Mds€) dans un scénario où l'électricité atteint 42€/MWh en 2028

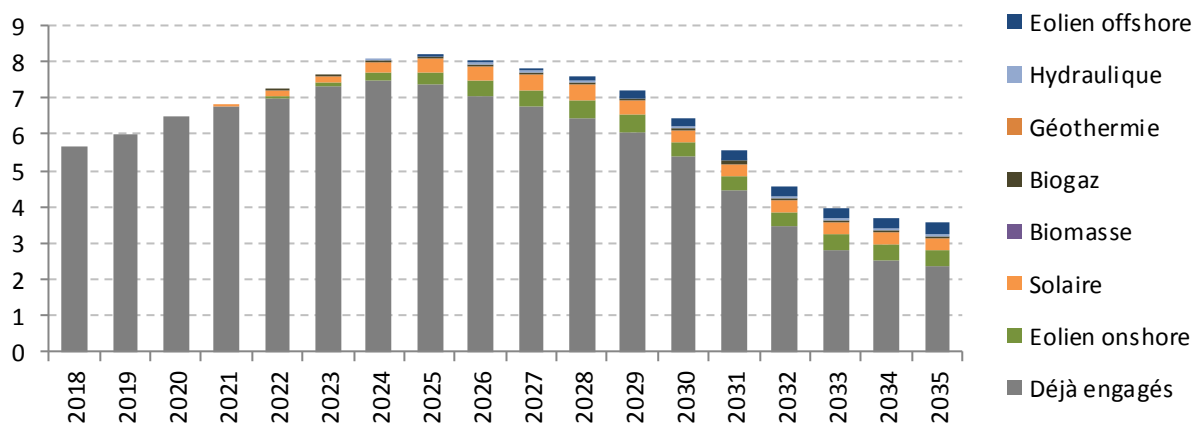
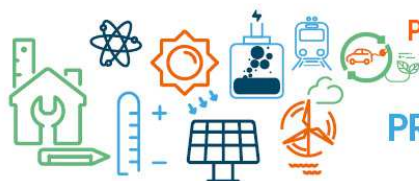


Figure 80 Estimation de l'évolution des charges de service public consacrées au soutien aux énergies renouvelables, à la cogénération pour un prix de l'électricité à 56€/MWh en 2028



PRÉSERVATION DU POUVOIR D'ACHAT DES CONSOMMATEURS
 ET DE LA COMPÉTITIVITÉ PRIX DE L'ÉNERGIE, ÉVALUATION
 DES BESOINS DE COMPÉTENCES PROFESSIONNELLES
PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE
 2019-2023 2024-2028

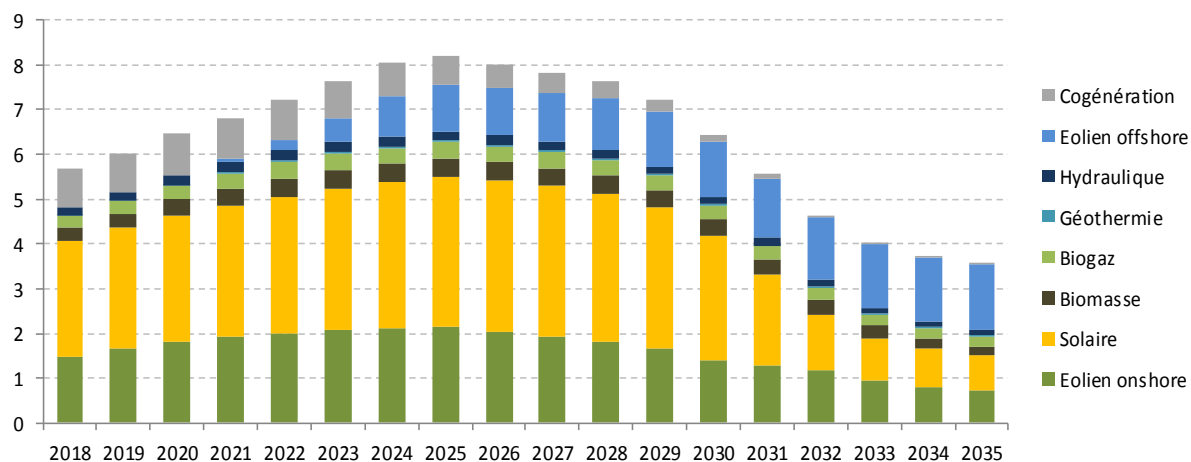


Figure 81. Estimation de l'évolution des charges annuelles de service public liées au soutien des énergies renouvelables et à la cogénération pour un prix de l'électricité à 56€/MWh en 2028



Mobilisation des territoires



8. Mobilisation des territoires

Les territoires sont au cœur de la transition énergétique, qu'il s'agisse d'efficacité énergétique, d'énergies renouvelables, de stockage ou de réseaux. Tous ces projets ont une forte composante territoriale. Dans ce cadre, l'impulsion donnée par les collectivités territoriales est essentielle.

Des dispositifs de gouvernance locaux existent. Leur articulation avec le cadre national, notamment celui de la PPE, dans le respect de la libre administration des collectivités, reste un sujet à approfondir.

8.1. La gouvernance territoriale de la transition énergétique

8.1.1. Les schémas régionaux d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires

La réglementation prévoit que les SRADDET fixent des objectifs de moyen et long termes sur :

- la maîtrise de la consommation d'énergie, tant primaire que finale, notamment par la rénovation énergétique ;
- le développement des énergies renouvelables et des énergies de récupération, notamment l'énergie éolienne et l'énergie biomasse, le cas échéant par zone géographique.

Ces objectifs peuvent être déclinés en règles prescriptives assorties de mesures d'accompagnement destinées aux autres acteurs de l'aménagement et du développement durable régional. En ce qui concerne l'énergie, les règles doivent *a minima* porter sur des mesures favorables au développement des énergies renouvelables. L'élaboration des SRADDET peut également être l'occasion pour les régions de contractualiser avec les autres collectivités territoriales sur les modalités d'atteinte des objectifs.

Lors des premiers travaux d'élaboration de SRADDET, les régions ont montré leur intérêt à se saisir de cet outil pour développer une politique volontariste de transition énergétique. Mi-2018, au-moins quatre d'entre elles ont annoncé leur ambition de produire au moins autant d'énergie renouvelable que leur consommation en énergie à l'horizon 2050. Pour cela, elles se fixent des objectifs forts à la fois de réduction de leur consommation d'énergie et de production des énergies renouvelables. Elles en assurent ensuite la traduction sur le territoire de manière différenciée, en faisant appel à des règles prescriptives ou à la négociation avec les territoires.

Encadré 21 : Bilan des Schémas régionaux climat air énergie

Une enquête auprès des Directions Régionales de l'Environnement, de l'Aménagement et du Logement a pu préparer un bilan des SRCAE réalisé par le CETE. Le bilan est établi sur la base d'un questionnaire littéral et d'un jeu d'indicateurs, définissant le cadre commun de suivi et d'analyse de l'avancement des SRCAE et permettant l'obtention de données comparables.

L'analyse de l'avancement des régions vis-à-vis des objectifs à 2020 permet de constater les éléments suivants :

- Concernant les économies d'énergie : 13 régions sur 16 ayant répondu ont des taux d'avancement supérieurs à 75 % en 2017. À cette date, une région a déjà atteint ses objectifs 2020. Ainsi, sur la base des résultats disponibles, de nombreuses régions semblent en bonne voie d'atteindre les objectifs d'économies d'énergie fixés dans les SRCAE à l'horizon 2020. Il est à noter que la somme des objectifs de tous les SRCAE à 2020 (1 555TWh/an de consommation d'énergie finale totale*) est légèrement supérieure à l'objectif national au même horizon (1 528TWh/an) ;



- Concernant les réductions d'émissions de gaz à effet de serre : 12 régions sur 14 ayant répondu ont des taux d'avancement supérieurs à 75 % en 2017. Trois régions ont déjà atteint leurs objectifs. Ainsi, les résultats disponibles montrent un bilan favorable à l'atteinte des objectifs fixés à 2020. Il est à noter que la somme des objectifs SRCAE en matière d'émissions de gaz à effet de serre en 2020 (424 MtCO₂eq/an au total) est supérieure à l'objectif national au même horizon (part annuelle 2020 du budget-carbone 2019-2023 : 407 Mt CO₂eq/an) ; la somme des SRCAE est donc moins ambitieuse que l'objectif national ;
- Concernant la production d'énergies renouvelables : 14 régions sur 17 ayant répondu ont des taux d'avancement supérieurs à 50 % en 2017, dont 4 ont des taux supérieurs à 75 %. Une région est très éloignée de son objectif 2020, avec un taux d'avancement de 9 %. La production à partir d'EnR en 2017 des 17 régions ayant répondu correspond à la moitié de l'objectif national du Plan d'Action National en faveur des Énergies Renouvelables (407TWh/an). Il est à noter que la somme des objectifs des SRCAE à 2020 (321TWh/an de production d'énergies renouvelables totale) est moins ambitieuse que l'objectif national.

Les SRCAE ont eu une forte puissance mobilisatrice dans les territoires. Ils ont permis notamment de mettre en place des dispositifs de gouvernance pour maintenir cette dynamique au-delà de la phase d'élaboration du schéma. L'absence de traduction des orientations des SRCAE en mesures, et le manque de communication auprès du grand public apparaissent toutefois comme deux freins importants à leur appropriation.

* A noter que les chiffres régionaux consolidés laissent une marge d'erreur importante du fait de méthodes d'élaboration très différentes d'une région à l'autre. Pour élaborer un bilan consolidé il faudrait harmoniser les instruments de pilotage, y compris le cadrage des indicateurs techniques de suivi (périmètre, fréquence, unité...).

8.1.2. Les Plans Climat-Air-Energie-Territoriaux (PCAET)

Les plans Climat-Air-Energie territoriaux ont été institués par la loi de transition énergétique pour la croissance verte, en prenant la suite des plans climat-énergie territoriaux. Ces plans visent trois objectifs :

- l'atténuation en limitant les impacts du territoire sur le changement climatique ;
- l'adaptation afin de réduire la vulnérabilité du territoire au changement climatique ;
- l'amélioration de la qualité de l'air.

Toutes les intercommunalités de plus de 50 000 habitants devaient adopter un tel plan avant le 31 décembre 2016, cette obligation étant étendue à l'ensemble des intercommunalités de plus de 20 000 habitants au 31 décembre 2018.

Ces plans doivent notamment être compatibles avec les règles définies par les SRADDET, notamment sur le développement des énergies renouvelables, SRADDET et avec les plans de protection de l'atmosphère le cas échéant.

Les PCAET sont le lieu où les collectivités locales sont invitées à s'engager dans la mise en œuvre de la politique énergétique à l'échelle de leur territoire. Ces plans ont vocation à définir les objectifs chiffrés de réduction des émissions de gaz à effet de serre, réduire la dépendance énergétique. Ils reposent sur un travail de prospective et un programme d'actions qui concernent l'ensemble des activités et des acteurs.

Ces plans constituent la maille opérationnelle de la démarche de lutte contre le changement climatique. Ils s'intègrent dans le projet politique à moyen et long terme de l'intercommunalité, et influencent l'ensemble des politiques et planifications de la collectivité.



A travers les SRADDET et les PCAET, les régions et les intercommunalités de plus de 20 000 habitants sont invitées à définir leur trajectoire énergétique à 2050, en tenant compte des objectifs de la SNBC, et à engager les actions de court terme permettant de l'atteindre. Ils donnent l'opportunité aux territoires pilotes de conforter leur engagement dans la recherche à moyen terme de l'équilibre entre leur consommation et la production locale d'énergie, et à ceux qui ne l'auraient pas encore fait, de développer une politique énergétique. Les principales actions des territoires consistent à :

- développer des formes urbaines qui génèrent peu de besoins en énergie ;
- limiter la consommation énergétique dans les logements par la promotion et l'accompagnement de rénovations thermiques ambitieuses ;
- favoriser les pratiques de mobilité décarbonées et développer une offre de transport alternative à la voiture ;
- mobiliser les acteurs économiques, dont le milieu agricole, à la maîtrise de l'énergie ;
- favoriser et accompagner le développement des énergies renouvelables ;
- encourager les changements de pratiques par la sensibilisation du public.

8.2. Les enjeux des énergies au niveau régional

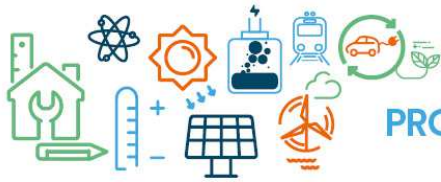
8.2.1. Les gisements des énergies renouvelables

Le potentiel ENR, s'il est important dans tous les territoires, varie dans sa composition par technologie.

Le tableau ci-dessous donne l'évaluation des gisements ENR de chaque région par l'ADEME. Il montre que même si certaines régions ont un potentiel plus important, notamment supérieur à 70 GW (Auvergne-Rhône-Alpes (87,3 GW), Nouvelle-Aquitaine (85,4 GW) et Occitanie (71,8 GW)), toutes les régions ont la possibilité de développer les ENR sur leur territoire. Les potentiels sont toutefois différenciés, c'est pourquoi l'approche nationale ne suffit pas et doit être complétée par une bonne compréhension des enjeux territoriaux. L'exploitation de ce potentiel dépendra des conditions technico-économiques des projets, et de l'articulation des politiques incitatives nationale et territoriale.

Régions	Gisement EnR (GW)
Auvergne-Rhône-Alpes	87,3
Bretagne	59,5
Centre-Val de Loire	37,5
Grand Est	58,4
Haut-de-France	45,2
Île-de-France	33,3
Normandie	45
Nouvelle-Aquitaine	85,4
Occitanie	71,8
Pays de la Loire	53
Provence-Alpes-Côte d'Azur	44,5

Tableau 59 : Potentiel de production d'énergie renouvelable par région (GW)



Encadré 22 : La régionalisation des appels d'offres

Chaque région a vocation à participer à la transition énergétique en fonction de ses propres ressources naturelles (vent, soleil, biomasse). Les régions de la moitié nord de la France présentant moins de projets solaires sont par exemple celles bénéficiant du parc éolien le plus important (région Hauts-de-France par exemple).

Dans le cadre des appels d'offres solaire, de plus en plus de projets sont néanmoins réalisés dans la moitié nord de la France compte tenu de ses ressources foncières et de l'existence de nombreuses friches ou terrains dégradés particulièrement adaptés au déploiement du photovoltaïque. La région Grand-Est a été la 3^{ème} région la plus représentée à la seconde période de l'appel d'offres sol et la région Hauts-de-France la 4^{ème} plus représentée lors de la 3^{ème} période. Ces deux régions sont respectivement 4^{ème} et 5^{ème} de la 4^{ème} période de l'appel d'offre).

Les initiatives locales telles que la réalisation de cadastres solaires ou le développement ENR sur les bâtiments publics, contribuent également à ce rééquilibrage.

L'optimum économique collectif correspond au développement des projets par technologie en fonction de leurs coûts. Il est donc important de maintenir des appels d'offres nationaux et non localisés pour développer au mieux les ressources naturelles dont la France est dotée.

De plus en plus de territoires se donnent comme objectif de produire au-moins autant d'énergie renouvelable qu'ils consomment d'énergie. Les potentiels de production d'énergie renouvelable étant répartis de manière hétérogène, cet objectif n'est pas toujours atteignable à l'échelle du territoire administratif de l'intercommunalité. Des alliances territoriales se développent pour mutualiser les efforts à l'échelle de territoires plus larges. Par exemple, les contrats de coopération métropolitaine permettant de favoriser les coopérations entre les métropoles et les territoires avoisinant comportent également fréquemment un volet sur l'énergie.

Encadré 23 : l'IFER, une incitation financière locale au développement des ENR

L'Imposition Forfaitaire sur les Entreprises de Réseau (IFER) a été créée en 2010, suite à la suppression de la Taxe Professionnelle. Il existe 9 composantes de l'IFER :

- éoliennes et hydroliennes ;
- installations de production d'électricité d'origine nucléaire ou thermique à flamme ;
- centrales de production d'électricité d'origine photovoltaïque ou hydraulique ;
- transformateurs électriques ;
- stations radioélectriques ;
- installations gazières et canalisations de transport de gaz naturel, d'autres hydrocarbures et de produits chimiques ;
- matériel ferroviaire roulant utilisé sur le réseau ferré national pour les opérations de transport de voyageurs ;
- certains matériels roulants utilisés sur les lignes de transport en commun de voyageurs en Île-de-France ;
- répartiteurs principaux de la boucle locale cuivre et certains équipements de commutation téléphonique.

L'IFER est réparti entre le département, l'établissement public de coopération intercommunale et la commune d'implantation et suivant le régime fiscal de l'EPCI. Pour ce qui concerne les installations de production d'électricité :



- Pour les installations éoliennes terrestres et photovoltaïques de plus de 100 kW, le tarif est de 7470 € par mégawatt de puissance installée. Le montant de recettes IFER est de l'ordre de 86 M€/an pour l'éolien et de l'ordre de 40 M€/an pour le photovoltaïque.
- Pour centrales de production hydraulique : le taux est de 3 084 € par mégawatt de puissance installée. Le montant de l'IFER est de l'ordre de 70M€/an.
- Pour les installations de production d'électricité d'origine nucléaire ou thermique à flamme dont la puissance électrique installée est supérieure ou égale à 50 mégawatts : le taux est égal à 3 084 € par mégawatt de puissance installée. Le montant de l'IFER est de l'ordre de 255 M€/an dont 60 M€ pour le parc thermique à flamme.

8.2.3. Les besoins régionaux d'investissement dans les réseaux électriques

Les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR) et l'articulation des exercices de planification

Les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR) sont un outil majeur pour la planification territoriale. Ils ont été institués en 2012 et jouent un rôle central pour faciliter le développement des énergies renouvelables. Elaborés par le gestionnaire du réseau de transport, en accord avec les gestionnaires de réseaux de distribution concernés, en fonction des objectifs de développement des énergies renouvelables fixés par les schémas régionaux d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires (SRADDET), ils définissent un périmètre de mutualisation entre les producteurs du coût des ouvrages électriques à créer, comprenant les postes de transport, les postes-source et les liaisons entre les postes. Au sein de ce périmètre de mutualisation, une même quote-part doit ainsi être payée par tous les producteurs d'énergies renouvelables se raccordant dans le cadre d'un S3REnR. Ce mécanisme permet ainsi d'éviter les effets de barrière et d'aubaine qui résulteraient de l'application du droit commun de raccordement applicable aux énergies renouvelables avant la création des S3REnR et selon lequel le premier producteur dont le raccordement nécessitait la création d'un ouvrage finançait seul cet ouvrage, les producteurs suivants pouvant ensuite bénéficier gratuitement des capacités disponibles.

Les schémas sont établis pour dix ans et peuvent être révisés en fonction du rythme de déploiement des énergies renouvelables. Les éventuelles situations de saturation d'un schéma sont encadrées afin de fournir suffisamment de flexibilité pour permettre un développement continu des énergies renouvelables, en instaurant d'une part, une procédure d'adaptation permettant d'ajuster rapidement les schémas existants au rythme de déploiement des énergies renouvelables, s'il est plus rapide que prévu, et d'autre part en précisant les modalités applicables dans le cadre de la saturation du schéma.

L'ensemble du territoire métropolitain est aujourd'hui couvert par des schémas régionaux. Certains d'entre eux sont déjà saturés (Hauts-de-France) et font l'objet d'une révision. Les schémas seront révisés après l'approbation des SRADDET afin de permettre l'intégration des volumes d'énergies renouvelables prévus par ces schémas et par la présente programmation.

Les nouvelles installations raccordées majoritairement sur le réseau de distribution peuvent nécessiter la création ou le renforcement d'ouvrages structurants sur le réseau amont avec des délais de réalisation de plusieurs années. Ces ouvrages structurants identifiés lors de l'élaboration des S3REnR doivent être intégrés de façon coordonnée dans les documents de planification au niveau national et européen. Ils doivent être suffisamment anticipés afin de permettre un accueil des énergies renouvelables dans des délais compatibles avec les temps de développement des projets.

Afin de garantir une articulation d'ensemble et une anticipation des investissements nécessaires dans les réseaux, les différents niveaux de planification (TYNDP européen, SDDR national pour RTE, CSDPE pour le



suivi national des investissements du réseau de distribution, objectifs régionaux en matière d'énergie dans les SRADDET ou SRCAE, S3REnR régionaux, PCAET intercommunaux) seront mis en cohérence et s'alimenteront mutuellement.

Améliorer et renforcer la gouvernance locale

Si la société Enedis est l'exploitant du réseau de distribution sur la très grande majorité du territoire, il exerce son activité dans le cadre de concessions locales pour le compte des collectivités concédantes, propriétaires des réseaux. Ces communes et intercommunalités, qui exercent souvent leur compétence à travers des syndicats départementaux d'énergie, occupent un rôle de plus en plus important dans la transition énergétique, consacré notamment dans la loi transition énergétique pour la croissance verte (LTECV). En particulier, les Plans Climat Air Energie Territoriaux (PCAET), présentent un volet dédié aux réseaux d'énergie, dont les réseaux d'électricité, qui inclut une vision prospective des réseaux.⁹⁹ De plus, la volonté d'accompagnement du développement local des énergies renouvelables et de la mobilité électrique a récemment renforcé l'intérêt des collectivités pour les enjeux de gestion du réseau de distribution électrique et incite au renforcement de leur rôle dans les projets associés. L'ensemble de ces éléments renforce l'intérêt d'une amélioration de la gouvernance locale entre les parties prenantes.

Ce besoin est d'autant plus important que les autorités concédantes portent une part significative des investissements sur les réseaux électriques, notamment en zone rurale avec le CAS Facé. La LTECV a placé les intercommunalités au cœur de cette gouvernance en leur donnant le rôle de coordinatrices de la transition énergétique sur leur territoire. Elles ont donc la charge de fédérer l'action des acteurs publics et privés pour l'atteinte des objectifs qu'elles ont fixés dans leurs PCAET.

Récemment, des schémas directeurs des investissements ont été mis en place dans le cadre de plusieurs concessions d'électricité et pourraient se développer à l'avenir. Ces schémas directeurs sont des outils précieux pour construire une vision partagée localement du réseau, des contraintes actuelles et à venir, des besoins d'investissements, assortis d'engagements du gestionnaire de réseau. Ils doivent faire l'objet d'une collaboration renforcée entre autorités concédantes et gestionnaires de réseau sur le partage du diagnostic du réseau, des hypothèses d'évolution compte tenu des spécificités locales, et de la priorisation des investissements qui doivent être clairement identifiés, localisés et chiffrés. Ces schémas directeurs constitueront également des outils de pilotage opérationnel des investissements, sous réserve de prévoir un dispositif de suivi fin de la réalisation des travaux. Certaines grandes métropoles, qui ont fait le choix de ne pas déléguer la compétence distribution d'énergie à un syndicat, ont développé des schémas directeurs des énergies à l'échelle de leur territoire qui sont la traduction concrète des objectifs qu'elles ont fixé dans leurs PCAET.

A un niveau plus opérationnel, les initiatives récentes d'Enedis pour mettre à disposition des outils permettant de visualiser les zones de réseau plus ou moins propices à l'installation d'infrastructures de recharge de véhicules électriques ou de sites de production d'énergie renouvelables, constituent des avancées pour permettre aux acteurs locaux de progresser dans leur appropriation des enjeux des réseaux. Ces informations ont vocation à être partagées largement avec tous les acteurs porteurs de projets.

De manière générale, la mise à disposition par les gestionnaires de réseaux de plus en plus de données sur l'état et les contraintes des réseaux, ainsi que sur les consommations et productions locales – à une échelle géographique permettant de conserver la confidentialité des informations lorsque celle-ci est nécessaire – contribue à l'amélioration de la gouvernance locale des réseaux, et plus largement à l'élaboration de politiques publiques de transition énergétique locale. Le déploiement massif de Linky permettra de progresser encore dans cette voie, en favorisant un suivi plus fin et une détection plus rapide des coupures d'électricité, actuellement basé sur une collecte manuelle.

⁹⁹ . Se reporter à la section sur les interactions entre énergies pour plus de détails.

**Mesures :**

- Doter chaque territoire d'une autorité organisatrice de la mobilité (AOM) et en étendre le rôle des AOM aux mobilités actives ou partagées et aux services de mobilité à caractère social ;
- Mettre en place des instruments permettant aux autorités organisatrices de la distribution d'électricité (AODE) et aux gestionnaires de distribution de mieux prioriser et coordonner leurs investissements ;
- Réviser les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REN) pour prévenir leur saturation ;
- Améliorer la planification en assurant une meilleure coordination entre les différentes échelles géographiques de planification des réseaux électriques (Europe avec le TYNDP, France avec SDDR, région avec le SRADDET et S3REN, départementale avec les conférences loi NOME, intercommunalité avec le PCAET) et entre électricité et les autres réseaux énergétiques ;
- Favoriser l'ouverture des données relatives aux contraintes locales des réseaux, notamment pour permettre l'optimisation de l'implantation des projets de production ou d'installations d'infrastructures de recharge de véhicules électriques et faciliter les exercices de planification énergétique locale.

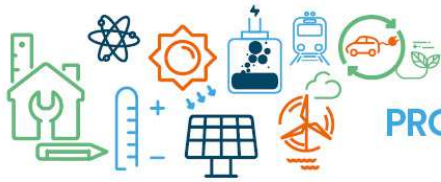
Encadré 24 : Quelques enjeux régionaux du réseau de transport d'électricité : la Bretagne et l'Alsace

Le réseau de transport doit prendre en compte les disparités locales, aussi bien en termes de demande (liée au dynamisme économique et à l'attractivité des territoires), d'offre (part d'électricité produite localement), que des contraintes du réseau. En France, la région Bretagne constitue la région dont l'approvisionnement est le plus fragile. Les risques qui pesaient sur l'approvisionnement électrique de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur sont désormais en grande partie maîtrisés grâce aux actions de renforcement du réseau menées par RTE. Des périodes de tension peuvent néanmoins apparaître lors de périodes froides, en lien avec la production électrique régionale à partir de gaz.

La Bretagne connaît une situation de fragilité électrique liée à la faiblesse de sa production régionale, qui ne couvrirait, en 2016, que 14 % de sa consommation. La Bretagne, péninsule électrique, est donc tributaire pour son alimentation en électricité de sites de production éloignés, notamment les centrales nucléaires de la vallée de la Loire. La croissance régionale de la consommation est quant à elle en moyenne plus importante que la tendance nationale du fait du fort dynamisme démographique. Ce déséquilibre structurel entre la production et la consommation n'est compensé qu'en partie par le réseau de transport d'électricité.

Cette situation a nécessité de prendre des mesures spécifiques à la Bretagne de manière à garantir la sécurité d'approvisionnement de cette zone. C'est dans ce contexte qu'a été élaboré le pacte électrique breton proposant un plan d'actions équilibré selon trois grandes orientations de la politique énergétique :

- des efforts importants de maîtrise de demande en électricité (MDE) ;
- un développement ambitieux de la production des énergies renouvelables ;
- la sécurisation indispensable de l'alimentation électrique (renforcement du réseau, développement de la production et expérimentations sur le stockage et les réseaux intelligents).



Le développement des énergies renouvelables et les économies d'énergie, même mis en œuvre de manière très volontariste comme le prévoit le pacte électrique breton, ne suffisent pas à répondre à la fragilité structurelle de l'alimentation électrique en Bretagne. C'est pourquoi plusieurs projets d'infrastructure ont été menés ces dernières années par RTE, dont le « filet de sécurité Bretagne », comprenant une liaison souterraine 225 000 volts de 76 km entre Lorient Saint-Brieuc, et l'aménagement du poste électrique de Mûr-de-Bretagne, afin de sécuriser l'alimentation du nord et du centre de la Bretagne et créer une capacité d'accueil pour les énergies renouvelables. Ce filet de sécurité a été inauguré le 15 janvier 2018.

De plus, l'analyse de risques menée sur la disponibilité des différents moyens de production et des ouvrages du réseau de transport a identifié la nécessité d'un nouveau moyen de production afin de répondre durablement à la fragilité électrique de la Bretagne. A l'issue d'un appel d'offres lancé par l'Etat en 2011 pour une centrale de type cycle combiné à gaz d'une puissance de 450 MW, la Compagnie électrique de Bretagne (portée par les sociétés Direct Energie et Siemens) a été sélectionnée pour construire cette centrale à Landivisiau, disponible pour apporter la puissance supplémentaire nécessaire au réseau, notamment lors des vagues de froid.

Par ailleurs, en Alsace, en anticipation de la fermeture de la centrale nucléaire de Fessenheim, RTE a installé des condensateurs dans plusieurs postes source afin d'assurer la régulation de la tension jusqu'ici réalisée par la centrale, ainsi que de deux nouveaux transformateurs au poste de Muhlbach (Fessenheim). Ces mesures permettent d'assurer le même niveau de sûreté et de qualité de l'alimentation de l'Alsace après la fermeture de la centrale.

8.2.4. Des expérimentations régionales dans les réseaux intelligents

La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte a introduit la possibilité de mettre en œuvre des expérimentations visant à optimiser localement, sur des portions du réseau public de distribution, la gestion des flux d'électricité entre consommateurs et producteurs.

Afin de favoriser le déploiement à une plus grande échelle géographique des solutions smart grids pour couvrir plus de consommateurs, plus de moyens de production ainsi qu'une plus large diversité de territoires, un appel à projet lancé en 2015 par les Ministres chargés de l'énergie et de l'économie a abouti à retenir les initiatives suivantes :

- FLEXGRID, porté par le Conseil régional de Provence-Alpes-Côte d'Azur ;
- SMILE, porté par les Conseils régionaux de Bretagne et des Pays de la Loire ;
- YOU & GRID, porté par la métropole européenne de Lille et le Conseil régional des Hauts de France.

Chacun de ces programmes regroupe un portefeuille de projets smart grids mettant en lien de multiples acteurs locaux et portant notamment sur l'autoconsommation et la maîtrise de l'énergie, l'intégration des énergies renouvelables dans le réseau, les véhicules électriques, les plate-formes de gestion de données, la cybersécurité. FLEXGRID et SMILE bénéficient en outre d'investissements dédiés de 80 M€ de la part des gestionnaires de réseaux RTE et Enedis. Ces initiatives permettent aujourd'hui d'accélérer le développement de la filière et d'établir une vitrine industrielle des savoir-faire français dans le domaine des réseaux électriques intelligents.



8.3. Les contrats de transition écologique (CTE)

Annoncé dans le cadre du Plan Climat en juillet 2017, le nouvel outil des contrats de transition écologique lancé par le ministère de la transition écologique et solidaire vise à accompagner la transition écologique territoriale.

Cette démarche innovante a fait l'objet d'un premier cadrage fin 2017 avec la publication d'une doctrine des CTE présentée en conférence nationale des territoires. Une expérimentation a ensuite été lancée début 2018 avec des territoires volontaires.

La méthode a été affinée en mai 2018 sur la base des premiers travaux. Les premières chartes partenariales ont été signées en juillet lors d'un Forum national des contrats de transition écologique qui a réuni 160 participants des administrations nationales et locales et des collectivités concernées.

La première phase d'expérimentation est maintenant en voie d'achèvement. 8 territoires d'expérimentation sont aujourd'hui engagés dans la démarche CTE : 4 contrats ont été signés depuis octobre 2018, 2 seront signés en février 2019 et 2 autres d'ici avril 2019. Une démarche de type CTE sera par ailleurs engagée dans les 4 territoires concernés par l'arrêt de la production d'électricité à partir de charbon.

Une deuxième phase d'expérimentation est désormais programmée à partir de janvier 2019, qui s'étendra sur le premier semestre avec de nouveaux territoires afin de réaliser un CTE dans chaque région métropolitaine. L'ensemble des retours d'expérience alimenta la mise au point d'un kit méthodologique en vue d'un déploiement des CTE au second semestre 2019.

L'élaboration d'un CTE fait l'objet d'une co-construction, sur-mesure et à partir des projets locaux, entre Etat et collectivités, en lien avec l'ensemble des acteurs, prioritairement les entreprises pour allier transition écologique et développement économique.

Un CTE comprend un programme d'actions avec des engagements précis établis entre partenaires, avec des objectifs de résultat qui font l'objet d'un suivi et d'une évaluation.

C'est la spécificité de la « méthode CTE » : les projets, concrets, ont été développés entre partenaires et sont prêts à démarrer au moment de la signature, après une courte et intense période d'élaboration d'environ 6 mois. Chaque action du CTE fait l'objet d'une fiche documentée présentant le contenu de l'action, les acteurs, le calendrier de mise en œuvre et le plan de financement.

Avec les CTE, l'Etat se place dans une posture de facilitation des projets. Il mobilise de façon coordonnée ses expertises techniques et juridiques et ses dispositifs de financement au service des projets. Il examine les possibilités d'expérimentation ou de simplification sur la base de projets précis qui lui seraient présentés. Il mobilise les établissements publics, en particulier l'ADEME à travers ses contrats d'objectifs territoriaux et la Caisse des dépôts dans le cadre de la Banque des territoires, ainsi que d'autres établissements publics en fonction des contrats : CEREMA, Agences de l'eau, Agence française pour la biodiversité, Voies navigables de France, ANAH, ANRU, etc.

Les Départements et les Régions ont toute leur place dans le dispositif, étant donné leurs domaines d'intervention, eu égard aux politiques publiques qu'ils couvrent et à leur rôle d'appui aux intercommunalités. Les Régions sont signataires des 4 premiers CTE signés.

Cette démarche d'ensemble à l'échelle d'un territoire permet d'accompagner les porteurs de projets (collectivités locales, associations, entreprises) : ingénierie de projet, mise en relation, conseils relatifs aux procédures administratives...



Energies renouvelables, nouvelles mobilités, émergence de filières professionnelles vertes, conversions industrielles, transformation des processus de production, alimentation saine et de qualité, agriculture en circuits courts et de proximité, gestion des ressources naturelles, économie circulaire, biodiversité : tous les champs d'intervention susceptibles de faire émerger une transformation pérenne au service de la croissance verte peuvent intégrer la dynamique des contrats de transition écologique.

Exemples de projets de transition énergétique ou écologique :

- énergies renouvelables et efficacité énergétique : création d'un technocentre de méthanisation à vocation régionale, création d'une station GNV et bascule au GNV de la flotte de bus, projets d'autoconsommation collective sur une zone d'activité économique, réalisation d'un cadastre solaire, rénovation énergétique du patrimoine bâti, développement des nouvelles formations (ENR, rénovation thermique, systèmes énergétiques intelligents ...)
- mobilités : pistes cyclables, pôles d'échanges multimodaux, plans de déplacements inter-entreprises et inter-administrations pour réduire les déplacements urbains, plan de mobilité à l'échelle du territoire, remise en navigation d'un canal, création de tiers-lieux ...
- ressources naturelles : création de réserve naturelle, labellisation ciel étoilé, restauration de cours d'eau...
- innovation et entreprises : espaces d'information et d'orientation pour les entreprises, soutien aux TPE-PME innovantes, ...
- cadre de vie : réhabilitation de friches industrielles, maintien et valorisation de haies bocagères, prévention des inondations, ...
- agriculture durable : développement de l'agriculture biologique et des circuits courts, nouvelles formations dans les lycées agricoles, montée en gamme des produits locaux, programme alimentaire territorial,...

Les CTE présentent deux innovations importantes :

- leur élaboration part des projets locaux des acteurs du territoire qui sont accompagnés en mobilisant de façon coordonnée l'ensemble des appuis institutionnels possibles.
- ils rassemblent différents types de projets d'un même territoire dans une démarche intégrée en croisant les trois volets de la transition écologique (performance environnementale, développement économique, mutations professionnelles et sociales) et l'intégration des entreprises dans le dispositif est un objectif majeur des CTE.

Encadré 25 : Les quatre contrats de transition écologique signés (décembre 2018)

Le Grand Arras (Pas-de-Calais)

La Communauté urbaine d'Arras a lancé une mobilisation générale pour l'élaboration du CTE : « le Grand Arras en T.E.T.E. : Territoire Exemplaire de la Transition Ecologique », qui a permis d'intégrer des projets portés par des entreprises privées et d'associer des associations environnementales, de consommateurs et d'insertion professionnelle. Les principales thématiques du CTE : les énergies renouvelables et la performance énergétique des bâtiments (technocentre régional de méthanisation), les mobilités propres (flotte de bus GNV, pôles d'échanges multimodaux), l'économie circulaire et l'engagement sociétal des entreprises, la préservation des ressources en eau et des espaces naturels. Le territoire vise de diminuer de 40 % les consommations d'énergie d'ici 2050 et de multiplier par 10 sa production d'énergies renouvelables.

**La Sambre-Avesnois (Nord)**

Quatre intercommunalités (Sud Avesnois, Cœur Avesnois, Maubeuge Val de Sambre, Pays de Mormal) se sont associées autour de 4 grandes orientations : la résorption des fractures territoriales (réseaux cyclables, plan de mobilité, tiers-lieux, transport fluvial), soutien au développement durable par la troisième révolution industrielle (soutien aux entreprises innovantes, réhabilitation de friches industrielles), maîtrise de l'énergie et préservation des richesses naturelles (énergies renouvelables, lutte contre la précarité énergétique, corridors écologiques, maintien et valorisation des haies bocagères), agriculture durable (pratiques agricoles, circuits courts et produits locaux, programme alimentaire territorial).

La Cleantech vallée (Gard)

Suite à la fermeture de la centrale EDF d'Aramon, la communauté de communes du Pont du Gard et la communauté d'agglomération du Gard rhodanien ont travaillé ensemble et avec EDF, sur le potentiel économique des cleantech. Les grandes thématiques du CTE : soutien aux entreprises et filières professionnelles des cleantech, gestion prévisionnelle des emplois et compétences à l'échelle du territoire et relations écoles-entreprises, développement des énergies renouvelables et performance énergétique, réhabilitation de friches industrielles, transport multimodal.

La haute Côte d'Or

Les communautés de communes du Châtillonnais et du Montbardois ont engagé une démarche de coopération ensemble et avec les acteurs économiques locaux, pour développer une économie verte sur le territoire et en même temps développer les qualifications professionnelles dans ce domaine : formation aux métiers des énergies renouvelables, production de biogaz, développement d'une filière luzerne, développement des circuits courts et des produits locaux à valeur ajoutée.

La plus-value de la démarche CTE est de rassembler les différents acteurs, de faire naître des partenariats et d'organiser la coordination de l'appui des services de l'Etat et des établissements publics auprès des porteurs de projets. L'Etat accompagne les territoires, dont les élus et acteurs locaux souhaitent se mobiliser en faveur de la transition écologique.



9. Annexe 1 : Stratégie de développement de la mobilité propre

9.0. Synthèse

Contexte et objectifs

La stratégie de développement de la mobilité propre (SDMP) est prévue par la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV). Cette stratégie, annexée à la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), constitue la deuxième du genre, la première ayant couvert la période 2016-2018. La présente SDMP présente les orientations et actions prévues sur les périodes 2019-2023 et 2024-2028, dans le but de respecter les objectifs et engagements de la France en faveur de la lutte contre le réchauffement climatique et de la diminution de la consommation énergétique, et en particulier :

- l'accord de Paris de 2015 : contenir l'élévation de la température moyenne de la planète bien en dessous de 2°C par rapport aux niveaux préindustriels et si possible à 1,5°C;
- la loi de transition énergétique pour la croissance verte (LTECV, 2015) qui fixe différents objectifs de réduction d'émissions de gaz à effet de serre (GES), de réduction de consommation d'énergie finale, d'augmentation de l'efficacité énergétique et de développement des EnR ;
- le plan climat, annoncé en 2017, qui a renforcé l'ambition en donnant pour objectif la neutralité carbone en 2050 et la fin de la vente des voitures émettant des gaz à effet de serre en 2040.

L'atteinte de l'objectif de neutralité carbone en 2050 implique une décarbonation totale du secteur des transports terrestres, fluviaux, et maritimes domestiques à cet horizon soit par passage à des motorisations électriques, soit par passage aux carburants alternatifs totalement décarbonés. La transformation complète du parc de véhicules (décarbonation de l'énergie consommée par les véhicules et performance énergétique des véhicules), accompagnée du développement des infrastructures d'approvisionnement en carburants alternatifs est nécessaire. Cependant, pour contenir la demande en énergie, d'autres leviers doivent être actionnés : la maîtrise de la demande, le report modal vers les modes les plus économes en énergie et moins émetteurs, l'optimisation de l'utilisation des véhicules.

Cette stratégie s'inscrit dans le contexte de la préparation de la loi d'orientation des mobilités qui reformera en profondeur le cadre général des politiques de mobilités pour offrir à nos concitoyens, sur l'ensemble du territoire, des solutions de déplacement à la hauteur de leurs attentes et compatibles avec impératifs environnementaux. La maîtrise de l'impact des mobilités sur l'environnement est non seulement un impératif au regard des engagements de la France mais c'est aussi une aspiration très large de la société et un enjeu de santé publique. Elle répond aussi à un enjeu économique, de pouvoir d'achat : avoir des véhicules plus économes, favoriser les alternatives à l'usage individuel de la voiture lorsqu'elles existent, c'est moins de gaz à effet de serre, moins de polluants atmosphériques, mais aussi moins de dépendances aux énergies fossiles coûteuses.

Scénarios et trajectoires d'évolution des parcs

Scénarios

Cette stratégie décline en particulier les orientations de la stratégie nationale bas carbone (SNBC) fondée sur un scénario de référence quantifié qui permet de fixer des budgets carbone quinquennaux compatibles avec les objectifs vus plus haut. La SNBC donne aussi une répartition par secteur d'activité, qui a une valeur indicative.

La SDMP précise notamment les hypothèses d'évolution des parcs, les perspectives d'évolution du nombre de points de recharge pour le développement des carburants alternatifs, l'évolution des consommations des différentes énergies par les transports et les orientations proposées pour chacun des leviers (décarbonation de l'énergie consommée par les véhicules, performance énergétique des véhicules, maîtrise de la demande de



transport, report modal, optimisation de l'utilisation des véhicules). La SDMP a été établie en référence au scénario commun à la SNBC et la PPE.

Les scénarios de prix des énergies sont ceux fondés sur un cadrage aux horizons 2020 à 2035, fixé par la Commission européenne pour le rapport des États membres sur leurs émissions de gaz à effet de serre. Ils reposent sur une augmentation du prix des énergies fossiles (+41 %, +46 % et +25 % pour le pétrole, charbon et gaz respectivement entre 2018 et 2028).

Pour le scénario de référence (scénario avec mesures supplémentaires), les hypothèses de croissance économique sont de 1,4 % par an en moyenne sur la période 2015 à 2028. Sur cette même période, les hypothèses de croissance démographique sont de 0,5 % par an en moyenne. Ce scénario suppose une hausse du trafic de voyageurs de 26 % et une hausse du trafic de marchandises de 40 % entre 2015 et 2050, avec une croissance moyenne respective de 0,6 % et 0,7 % par an sur la période 2020-2030.

Trajectoires

Les scénarios proposés traduisent une évolution forte des parcs, des parts modales et des taux d'occupation des véhicules.

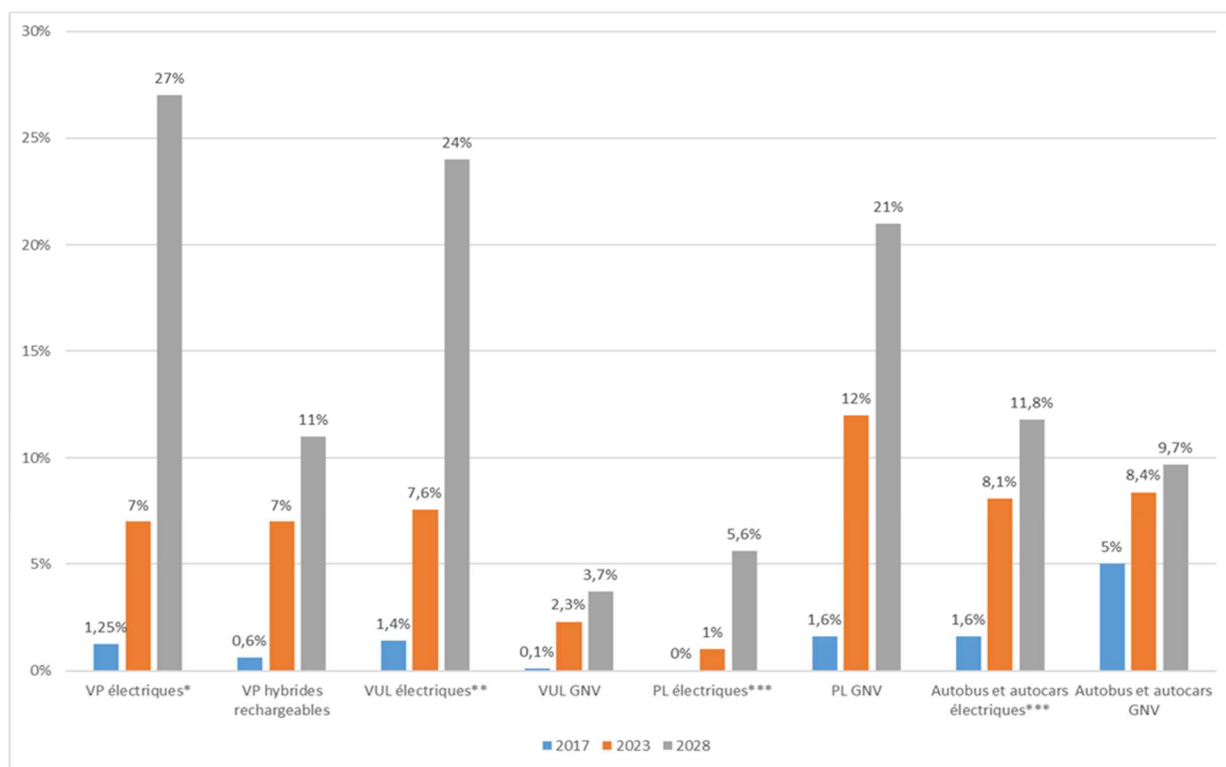


Figure 1 : Évolution des parts de marché au sein des immatriculations (véhicules neufs)

Vélo	Multiplication par 3 de la part modale du vélo dès 2024 et par 4 en 2028
Transports collectifs	+3 points de parts modales
Transports routiers (voyageurs)	5 points de report vers les modes actifs et les transports collectifs
Transports massifiés (fret)	Stabilisation des parts modales du fret ferroviaire et du fluvial

Tableau 1 : Évolution des parts modales 2015-2028



Véhicules particuliers	De 1,63 occupants en 2015 à 1,69 en 2028
Poids lourds	De 9,75 tonnes en 2015 à 10,4 tonnes par véhicule en 2028

Tableau 2 : Évolution du taux d'occupation des véhicules 2015-2028

L'évolution conjointe des trafics, des gains de performance énergétique des véhicules et du mix énergétique conduisent à une réduction des consommations énergétiques du secteur des transports de 16 % d'ici à 2028 ainsi qu'à l'évolution suivante du mix énergétique.

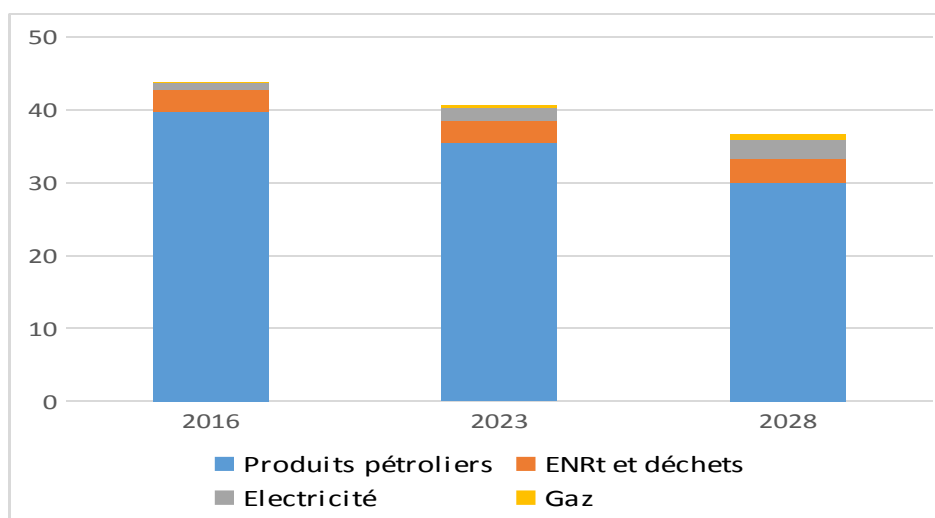


Figure 2 : Évolution de la consommation et du mix énergétique des transports de 2015 à 2028 (en Mtep¹⁰⁰)

Les transports ne respectent pas le budget carbone sectoriel qui leur avait été assigné. Le secteur des transports est un secteur avec des inerties structurelles assez importantes. Les mesures de la PPE et plus largement les orientations stratégiques, devraient permettre de réintégrer les transports dans la trajectoire de neutralité carbone à partir de la période 2029-2033. Enfin, la trajectoire d'émissions de GES pour les transports résultant de ces scénarios est la suivante :

¹⁰⁰. Pour faire un bilan énergétique, on ramène l'usage de toutes les ressources énergétiques à la même unité : la tonne équivalent pétrole ou tep. Elle correspond à la quantité d'énergie moyenne libérée grâce à la combustion d'une tonne de pétrole.



STRATÉGIE DE DÉVELOPPEMENT DE LA MOBILITÉ PROPRE
PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE
2019-2023 2024-2028

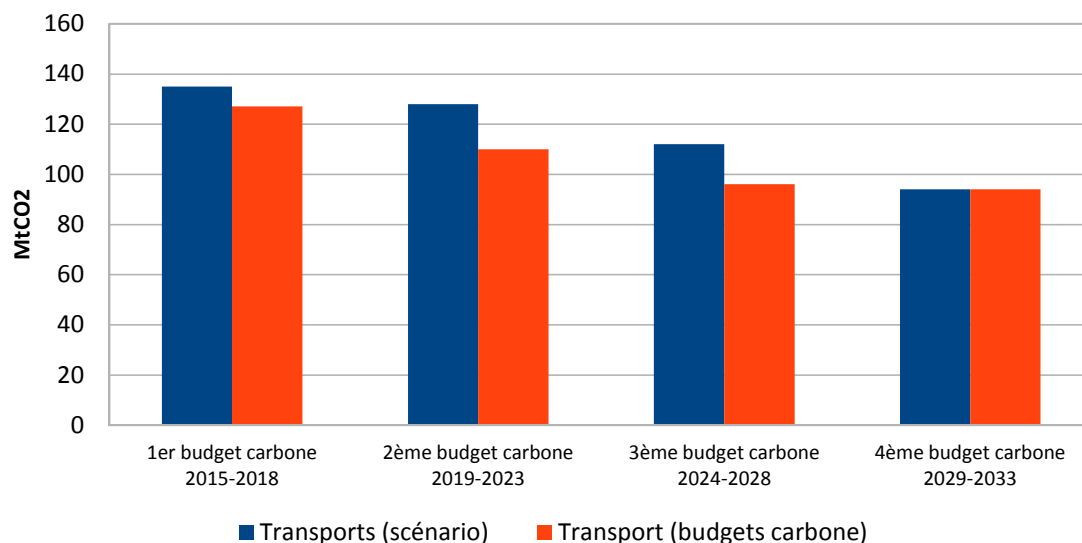


Figure 3 : Émissions de GES du scénario de la SNBC2 et évolution des budgets carbone pour les transports

Ces scénarios marquent, par rapport à l'évolution au fil de l'eau (scénario avec mesures existantes) un infléchissement de la consommation énergétique de 4,9 Mtep à horizon 2028 comme le montre le graphique suivant :

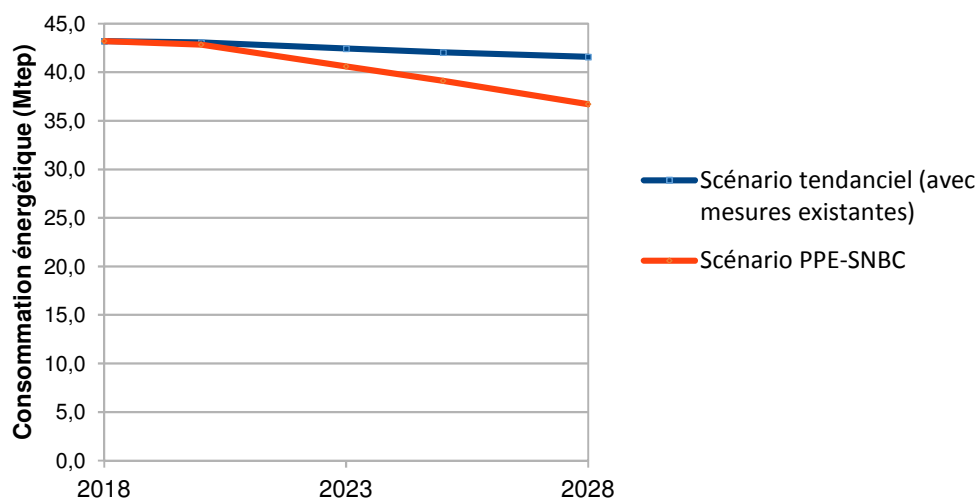


Figure 4 : Prévisions de consommations d'énergie (Mtep)

Orientations et pistes d'actions pour le développement des mobilités propres

Pour la réalisation de ces scénarios, les principales orientations et pistes d'action sont notamment issues des Assises nationales de la mobilité. Le projet de loi d'orientation des mobilités sera le vecteur privilégié de mise en œuvre de ces actions.

Permettre à tous les territoires de bénéficier de services de mobilités alternatifs à l'usage individuel de la voiture et libérer l'innovation

- Rendre la mobilité propre accessible à tous en dotant chaque territoire d'une autorité organisatrice de la mobilité (AOM) et en étendant le rôle des AOM aux mobilités actives ou partagées et aux services de mobilité à caractère social. Il s'agit de donner à chacun le choix de sa mobilité, en offrant à nos



concitoyens une offre de services plus diversifiée, plus efficace, plus connectée, plus partagée sur l'ensemble du territoire.

- Faciliter l'expérimentation et le déploiement sur les territoires peu denses de nouvelles solutions de mobilité, ainsi que la circulation sur la voie publique des véhicules autonomes grâce à un cadre législatif et réglementaire approprié.

Maîtriser la demande de mobilité

- Inciter à optimiser les déplacements en renforçant le rôle des employeurs et la coordination de l'action des collectivités territoriales ;
- Favoriser les comportements plus vertueux en facilitant le déploiement de zones à faibles émissions dans les agglomérations et vallées concernées par les enjeux de qualité de l'air.

Développer les véhicules à faible émissions (y compris fluviaux, maritimes et aériens) et améliorer l'efficacité énergétique du parc en s'appuyant sur le marché des carburants alternatifs

- S'appuyer sur des dispositifs d'incitation à l'achat et fiscaux pour atteindre des objectifs ambitieux de part de marché des véhicules à faibles émissions (bonus-malus, prime à la conversion), en accompagnant tous les publics.
- Accompagner ce développement par le déploiement d'infrastructures de distribution de carburants alternatifs en soutenant et facilitant le déploiement des bornes de recharge électriques (dont le droit à la prise) et des stations gaz (GNV) et hydrogène.
- 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...).
- Limiter l'impact du transport aérien sur les changements climatiques en visant des gains substantiels en efficacité énergétique et une très forte substitution de la part des biocarburants (50 % en 2050) à celle des énergies fossiles.

Favoriser les reports modaux pour le transport de voyageurs

- Développer l'offre de mobilité multimodale grâce à une ouverture accélérée des données et la possibilité pour les acteurs d'offrir un service de planification de trajet et de paiement des titres de transport intégrant tous les maillons d'un même déplacement.
- Renforcer la part des modes actifs dans les mobilités quotidiennes en créant un fonds mobilités actives doté de 350 M€, en sécurisant la pratique du vélo (stationnement sécurisé, marquage des vélos contre le vol, sas vélo aux feux...) et en rendant son recours plus incitatif (forfait mobilité durable) et accessible (savoir-rouler).
- Développer les modes de transport collectifs, partagés et collaboratifs en investissant dans les infrastructures ferroviaires, les transports en communs, dans la mobilité propre par des appels à projet et en incitant à l'usage des modes partagés grâce à un forfait mobilité durable et des voies réservées.

Favoriser l'efficacité du transport de marchandises et le report modal vers le ferroviaire et le fluvial

- Fluidifier la logistique urbaine en la prenant en compte dans les documents de planification et en encadrant l'activité des plates-formes numériques.
- Développer les modes massifiés pour le fret en augmentant les investissements dans les infrastructures de transport massifié (voies ferrées, fluviales et ports).



9.1. Introduction

Ce document présente la stratégie de développement de la mobilité propre prévue par l'article 40 de la Loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV).

Encadré 1 : Article 40 de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte

« L'État définit une stratégie pour le développement de la mobilité propre. Elle concerne :

1. Le développement des véhicules à faibles émissions et le déploiement des infrastructures permettant leur alimentation en carburant. Elle détermine notamment le cadre d'action national pour le développement du marché relatif aux carburants alternatifs et le déploiement des infrastructures correspondantes ;
2. L'amélioration de l'efficacité énergétique du parc de véhicules ;
3. Les reports modaux de la voiture individuelle vers les transports en commun terrestres, le vélo et la marche, ainsi que du transport routier vers le transport ferroviaire et fluvial ;
4. Le développement des modes de transports collaboratifs, notamment l'auto-partage ou le covoiturage ;
5. L'augmentation du taux de remplissage des véhicules de transport de marchandises.

Cette stratégie est fixée par voie réglementaire.

Elle comporte une évaluation de l'offre existante de mobilité propre, chiffrée et ventilée par type d'infrastructures, et fixe, aux horizons de la programmation pluriannuelle de l'énergie, mentionnée à l'article L. 141-1 du code de l'énergie dans sa rédaction résultant du I de l'article 176 de la présente loi, dont elle constitue un volet annexé, des objectifs de développement des véhicules et de déploiement des infrastructures mentionnés au 1° du présent article, de l'intermodalité et des taux de remplissage des véhicules de transport de marchandises. Elle définit les territoires et les réseaux routiers prioritaires pour le développement de la mobilité propre, en particulier en termes d'infrastructures, en cohérence avec une stratégie ciblée de déploiement de certains types de véhicules à faibles émissions.

Le Gouvernement soumet, pour avis, cette stratégie au Conseil national de la transition écologique, puis la transmet au Parlement. »

La Stratégie pour le développement de la mobilité propre (SDMP) présente d'abord le cadre de l'action publique dans lequel s'inscrit le développement de la mobilité propre, tout en donnant des éléments chiffrés sur l'offre existante et son impact environnemental et sanitaire, lié aux émissions de GES et de polluants atmosphériques. Elle présente des scénarios qui permettraient d'atteindre la neutralité carbone en les reliant à des mesures qui jouent sur les éléments structurants des consommations d'énergie et des émissions de gaz à effet de serre, notamment les trajectoires d'évolution des parcs. Les résultats en termes d'évolution de la demande et des émissions de gaz à effet de serre à court et moyen termes sont enfin calculés. La SDMP présente alors les enjeux, les orientations et mesures prises par la France concernant le développement d'une mobilité à faibles émissions qui devraient permettre de s'inscrire dans la trajectoire de la stratégie nationale bas carbone.

Le document s'appuie en particulier sur la concertation nationale effectuée lors des Assises nationales de la mobilité de septembre à décembre 2017, dont les conclusions ont permis de dégager des orientations servant de socle à l'élaboration de la loi d'orientation des mobilités. D'autres stratégies et plans d'actions ont servi aussi à alimenter ce document (cf. annexe 2), en particulier le Plan Climat et le Plan Hydrogène, le Contrat stratégique de la filière automobile 2018-2022, le Plan vélo & mobilités actives et l'engagement pour le déploiement des zones à faibles émissions.

La stratégie s'appuie sur les cinq leviers suivants :



- Permettre à tous les territoires de bénéficier de services de mobilités alternatifs à l'usage individuel de la voiture et libérer l'innovation;
- Maîtriser la demande de mobilité ;
- Développer les véhicules à faibles émissions, les infrastructures d'alimentation en carburants alternatifs et améliorer l'efficacité énergétique du parc de véhicules ;
- Favoriser les reports modaux pour le transport de voyageurs ;
- Favoriser le report modal et l'efficacité du transport de marchandises.

Si l'article 40 de la LTECV évoque principalement le transport terrestre, il est apparu utile de traiter de la contribution d'autres modes de transports, comme l'aérien et le maritime, au développement d'une mobilité plus propre.

Le suivi de la SDMP sera fait en même temps que le suivi de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), grâce à des indicateurs définis dans cette même programmation et spécifiques au secteur des transports et de la mobilité.

9.2. Cadrage de politiques publiques

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

Tous les pays du monde sont concernés par le réchauffement de la planète. La France s'est impliquée sur la scène internationale dès le début de l'élaboration de la politique internationale de lutte contre le changement climatique sous l'égide des Nations unies. En approuvant l'Accord de Paris en 2015, les États se sont engagés à agir pour que l'élévation de la température moyenne mondiale reste nettement en dessous de 2°C par rapport à l'ère préindustrielle, en renforçant les efforts pour tâcher de ne pas dépasser 1,5°C.

L'accord international élaboré sous présidence française traite, de façon équilibrée, de l'atténuation – c'est-à-dire des efforts de baisse des émissions de gaz à effet de serre – et de l'adaptation des sociétés aux dérèglements climatiques déjà existants.

L'« alliance de Paris pour le climat » se décline en 4 volets :

1. Un accord universel qui établit des règles et des mécanismes capables de relever progressivement l'ambition pour respecter la limite des 2 °C ;
2. La présentation par tous les pays de leurs contributions nationales afin de créer un effet d'entraînement et de démontrer que tous les États avancent, en fonction de leurs réalités nationales, dans la même direction ;
3. Le volet financier qui permet de soutenir les pays en développement et de financer la transition vers des économies bas-carbone et résilientes ;
4. Le renforcement des engagements des acteurs de la société civile et non-étatiques afin d'associer tous les acteurs et d'entamer rapidement des actions concrètes.

Les émissions du transport maritime international, comme celles du transport aérien, ne font pas l'objet de contributions nationales mais les deux secteurs doivent toutefois contribuer à l'atteinte des objectifs de l'Accord de Paris via les accords sectoriels élaborés au sein de leurs instances internationales respectives qui sont l'Organisation Maritime Internationale (OMI) et l'Organisation de l'Aviation Civile Internationale (OACI).



En ce qui concerne le transport maritime, l'OMI a adopté en avril 2018 une stratégie de décarbonation compatible avec les objectifs de l'Accord de Paris. Pour l'aérien, l'OACI a développé un « panier de mesures » pour limiter l'impact de l'aviation sur le changement climatique.

9.2.2. Le cadre européen

Stratégie européenne pour une mobilité à faible taux d'émissions

En Europe, la transition vers une économie circulaire à faible intensité de carbone a commencé et son rythme s'accélère. La Commission européenne a adopté, en juillet 2016, une Stratégie pour une mobilité à faible taux d'émissions qui expose l'approche européenne pour répondre aux enjeux de la réduction des émissions et de l'augmentation des besoins de mobilité des personnes et des biens.

Les principaux éléments de la stratégie sont :

- augmenter l'efficacité du système de transport en tirant le meilleur parti des technologies numériques, en pratiquant une tarification intelligente – adapter les prix aux fluctuations de la demande – et en continuant d'encourager le passage à des modes de transport moins polluants ;
- accélérer le déploiement des carburants alternatifs renouvelables ou bio-sourcés dans les transports, tels que les biocarburants avancés, le biogaz, l'électricité renouvelable et les carburants de synthèse renouvelables, en supprimant également les obstacles à l'électrification des transports (batteries et stockage, production de l'électricité, etc.) ;
- évoluer vers des véhicules à émissions nulles. S'il est nécessaire d'apporter de nouvelles améliorations au moteur à combustion interne, l'Europe doit accélérer la transition vers des véhicules à émissions faibles et nulles.

Enfin, la stratégie réaffirme l'engagement de l'Europe à participer à l'effort mondial de lutte contre les émissions de GES provenant de l'aviation internationale et du transport maritime.

Les Paquets mobilité propre ou « Clean Mobility Package »

Le transport de voyageurs et le fret devraient connaître une croissance respective de 42 % et 60 % à l'horizon 2050 en Europe. Ce secteur emploie directement près de 5 % des travailleurs européens, c'est-à-dire 11 millions de personnes. De ce fait, la Commission Européenne a proposé en 2017 des « paquets » relatifs à la mobilité propre pour répondre aux enjeux spécifiques de développement du secteur routier en Europe. Ces « paquets » sont des séries de nouvelles propositions législatives concernant la gouvernance du transport routier en Europe. La Commission européenne en appelle à toutes les parties prenantes pour travailler en étroite collaboration et assurer la mise en place de ces mesures aussi tôt que possible.

Le premier paquet mobilité propre¹⁰¹ comporte de nombreuses initiatives visant à rendre le trafic routier plus sûr, encourager la route nouvelle génération, réduire les émissions de CO₂, la pollution de l'air et la congestion, simplifier les procédures administratives, combattre l'emploi illégal et améliorer les conditions de travail des chauffeurs routiers.

Le second paquet (novembre 2017) propose les mesures suivantes :

- nouveaux objectifs de réduction des émissions de CO₂ des véhicules légers, pour pousser les constructeurs à innover et produire des véhicules à faibles émissions. Cela inclut des objectifs à deux échéances :
 - 2025, permettant de s'assurer dès maintenant du démarrage des investissements ;

101 . Europe on the Move, mai 2017



- 2030, permettant de donner de la stabilité et une vision à long terme de ces investissements ;
- directive sur les véhicules propres pour promouvoir les solutions de mobilité propre dans les marchés publics ;
- plan d'action et d'investissement pour le déploiement trans-européen d'infrastructure d'approvisionnement en carburants alternatifs à travers un appel à projet de 350 millions d'euros, le but étant d'élever les ambitions des plans nationaux, d'augmenter les investissements et d'améliorer l'acceptabilité sociale ;
- la révision de la directive sur les transports combinés qui promeut l'usage combiné de différents modes de transport pour le fret, et permettra aux entreprises d'obtenir plus facilement des incitations financières ;
- la directive sur les passagers des services d'autocar, pour stimuler le développement des connexions entre les bus sur longue distance à travers l'Europe et offrir des alternatives à l'usage de la voiture individuelle. Cela contribuera à réduire les émissions de polluants et la congestion routière en offrant de nouvelles options de mobilité, nombreuses et abordables, en particulier pour les familles à faibles revenus ;
- l'initiative sur les batteries afin que les véhicules et autres solutions de mobilité, ainsi que leurs composants, soient inventés et produits dans l'UE. Pour soutenir cette politique essentielle pour la politique industrielle intégrée de l'UE, la Commission propose 200 millions d'euros entre 2018 et 2020 pour le développement de batteries et l'innovation, au travers d'initiatives nationales.

Le troisième et dernier volet (mai 2018) se compose d'une communication globale, de plusieurs propositions de règlements et directives, de plans d'action et de rapports d'évaluation répartis sur quatre piliers :

- Améliorer la performance environnementale et climatique du transport routier : un ensemble de propositions d'adaptations techniques et normatives (normes minimales en matière d'émissions de CO₂ pour les poids lourds, étiquetage énergétique des pneus, etc.), de transparence dans l'information du consommateur et d'un plan d'action pour les batteries ;
- Renforcer la sécurité routière : un nouvel objectif de réduction de moitié du nombre de morts et de blessés graves sur les routes entre 2020 et 2030, de nouvelles normes en matière de gestion de la sécurité des infrastructures et l'obligation pour les constructeurs automobiles d'introduire de nouveaux dispositifs de sécurité (freinage d'urgence, aide au maintien sur la voie, etc.) ;
- Préparer l'Europe au futur de la mobilité grâce à une stratégie pour la mobilité automatisée ;
- Simplifier les procédures (numérisation des documents administratifs, simplification des règles pour les projets prioritaires du réseau transeuropéen de transports, simplification dans le domaine du transport maritime).

9.2.3. Le cadre national

La LTECV, le Plan climat et la Loi d'orientation des mobilités

Le Plan climat, adopté le 6 juillet 2017, porte un engagement fort du gouvernement concernant la lutte contre le changement climatique en visant la neutralité carbone à 2050. Cet objectif ambitieux est dans le droit fil de l'engagement de longue date de la France en faveur de la lutte contre le changement climatique et contribue à la mise en œuvre effective de l'Accord de Paris dans le respect du principe de justice climatique.

Le secteur des transports doit s'inscrire, comme tous les autres secteurs économiques, dans l'objectif global de neutralité carbone. Un certain nombre de mesures ont d'ores et déjà été décidées pour rendre la mobilité



propre accessible à tous et développer l'innovation. Les Assises nationales de la mobilité qui se sont tenues au 2^{ème} semestre 2017 ont permis une concertation approfondie avec les parties prenantes ainsi qu'une consultation des citoyens, pour construire de manière partenariale une loi d'orientation des mobilités (LOM). Les mesures inscrites dans la LOM sont reprises dans la partie 4.

Le Plan climat vient renforcer les ambitions politiques dont la France s'est dotée dans le cadre de la LTECV. La loi fixe un cadre large à la politique de l'énergie qui doit notamment¹⁰² :

- favoriser l'émergence d'une économie compétitive et riche en emplois ;
- assurer la sécurité d'approvisionnement et réduire la dépendance aux importations ;
- maintenir un prix de l'énergie compétitif et attractif au plan international et maîtriser les dépenses en énergie des consommateurs ;
- préserver la santé humaine et l'environnement, en particulier en luttant contre l'aggravation de l'effet de serre, et en réduisant l'exposition des citoyens à la pollution de l'air ;
- contribuer à la mise en place d'une Union européenne de l'énergie.

La LTECV reprend les engagements européens et propose des objectifs nationaux ambitieux sur le plan énergétique, notamment :

En 2020 : 23 % de la consommation d'énergie doit être d'origine renouvelable.

En 2030 :

- -40 % d'émissions de gaz à effet de serre (par rapport à 1990) ;
- -20 % de consommation d'énergie finale (par rapport à 2012) ;
- -30 % de consommation d'énergie fossile primaire (par rapport à 2012) ;
- + 27 % d'efficacité énergétique ;
- 32 % de la consommation d'énergie doit être d'origine renouvelable. Cet objectif est décliné par vecteur énergétique (15 % de la consommation finale de carburant doit être d'origine renouvelable) ;

En 2050 : - 75 % d'émissions de gaz à effet de serre (par rapport à 1990). Cet objectif est désormais renforcé par l'objectif de neutralité carbone à 2050 du Plan climat.

La LTECV a créé deux instruments de gouvernance : la Stratégie nationale bas carbone (SNBC), la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) à laquelle la stratégie de développement de la mobilité propre (SDMP) est annexée.

Encadré 2 : La LTECV et l'aviation

L'article 45 de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte impose l'établissement, par les 11 plus importants aéroports métropolitains d'un « *programme des actions afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre et de polluants atmosphériques résultant des activités directes et au sol de la plateforme aéroportuaire, en matière de roulage des avions et de circulation de véhicules sur la plateforme notamment.* »

102. Seuls les enjeux faisant du sens pour ce qui concerne la mobilité sont repris ici. Les enjeux complets sont listés à l'article L100-1 du code de l'énergie.



STRATÉGIE DE DÉVELOPPEMENT DE LA MOBILITÉ PROPRE
PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE
 2019-2023 2024-2028

L'objectif est de réduire par rapport à l'année 2010, de 10 % au moins en 2020 et de 20 % au moins en 2025, l'intensité en gaz à effet de serre et en polluants atmosphériques.

Les aéroports concernés sont ceux de Bâle-Mulhouse, Beauvais-Tillé, Bordeaux-Mérignac, Lyon-Saint-Exupéry, Marseille-Provence, Nantes-Atlantique, Nice-Côte d'Azur, Paris-Charles-de-Gaulle, Paris-Le Bourget, Paris-Orly et Toulouse-Blagnac.

La Stratégie nationale bas-carbone

La Stratégie nationale bas-carbone donne les orientations stratégiques pour mettre en œuvre en France la transition nécessaire au respect des objectifs relatifs à la lutte contre le changement climatique. Elle définit une trajectoire de long terme de réduction des émissions de gaz à effet de serre en France pour atteindre l'objectif à 2050 et fixe des « budgets carbone ». Il s'agit de plafonds d'émissions de gaz à effet de serre à ne pas dépasser au niveau national sur des périodes de 5 ans.

Les budgets-carbone sont cohérents avec la trajectoire. Ainsi, pour chaque période un budget carbone est fixé plus bas que celui de la précédente. La Stratégie nationale bas-carbone formule des recommandations qui doivent être prises en compte par les décideurs publics. Ces recommandations sont formulées :

- par secteurs d'activité : transport, bâtiment, industrie, agriculture, sylviculture, production d'énergie, déchets ;
- sur des sujets de politique transversale : investissements, recherche, éducation et formation, etc.

La Stratégie nationale bas-carbone a défini des budgets carbone pour les périodes 2019-2023, 2024-2028 et 2029-2033. Ils sont déclinés à titre indicatif par grands domaines d'activité. Le graphique suivant présente les budgets carbone.

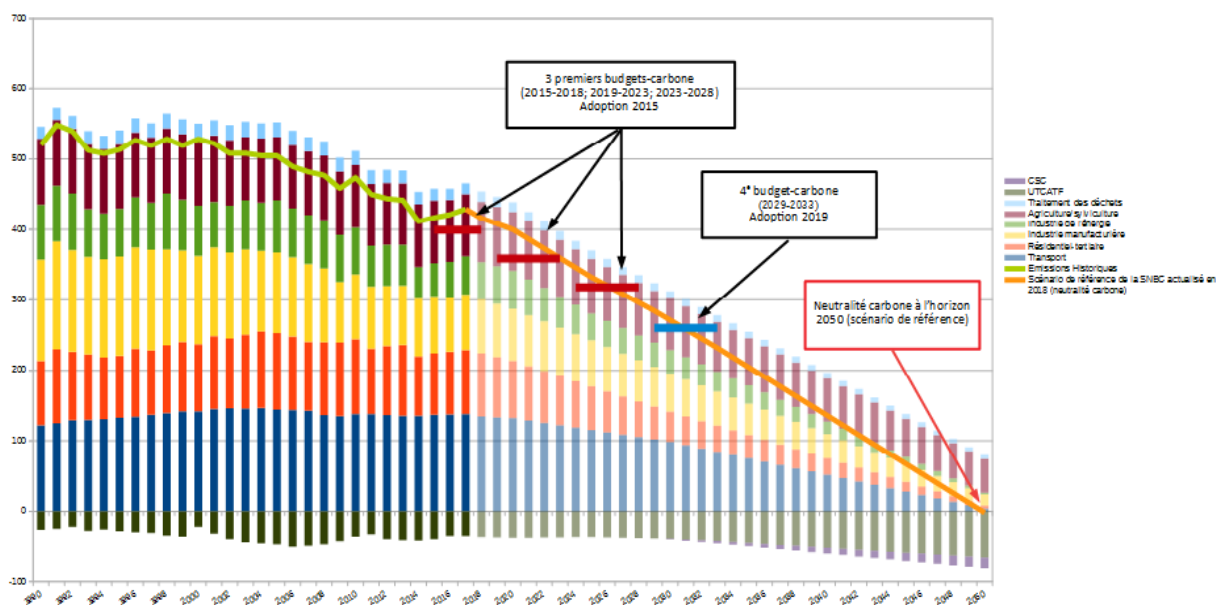


Figure 5.: Trajectoire de réduction des émissions de gaz à effet de serre, budgets carbone et objectif de facteur 4 en 2050 – Source : DGEC



Conformément aux objectifs fixés par la loi de 2015, la stratégie précédemment approuvée visait le « facteur 4 », c'est-à-dire avait pour but de diviser par quatre (réduire de 75%) les émissions de gaz à effet de serre à l'horizon 2050 par rapport à 1990. Conformément au Plan climat, publié en juillet 2017, la révision de la SNBC a intégré l'objectif plus ambitieux de neutralité carbone. L'atteinte de cet objectif passera par une décarbonation quasi-complète¹⁰³ de l'énergie produite et consommée dans tous les secteurs d'activité, et en particulier dans le secteur des transports.

La SNBC et les budgets-carbone sont adoptés par décret. La loi précise que les décisions publiques (État, collectivités, établissements publics) dans les domaines concernés doivent la prendre en compte. La Programmation pluriannuelle de l'énergie doit être compatible avec la Stratégie nationale bas carbone.

La Programmation pluriannuelle de l'énergie

En application de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte d'août 2015 et notamment des objectifs qu'elle a fixés, la Programmation pluriannuelle de l'énergie définit les priorités du Gouvernement pour le système énergétique. Une Programmation pluriannuelle de l'énergie est établie pour la métropole continentale, et une autre pour chaque zone non interconnectée, notamment les départements d'outre-mer. Elle porte sur toutes les énergies, et à la fois sur l'offre d'énergie, la maîtrise de la demande, et l'évolution des réseaux qui les mettent en relation. La Programmation pluriannuelle de l'énergie adoptée pour la première fois en octobre 2016 définit les priorités des périodes 2016-2018 et 2019-2023. Elle est ensuite révisée tous les 5 ans de manière glissante. La deuxième porte sur les périodes 2019-2023 et 2024-2028.

Les actions prévues par la Programmation pluriannuelle de l'énergie doivent notamment permettre de respecter les « budgets carbone » fixés par la Stratégie nationale bas-carbone. Elle doit également contribuer à l'atteinte des objectifs de réduction de la pollution atmosphérique définis par le Plan national de réduction des émissions de polluants atmosphériques (PREPA).

Certains documents de planification doivent être compatibles avec la Programmation pluriannuelle de l'énergie :

- le présent document, la stratégie pour le développement de la mobilité propre, qui y est annexée ;
- la stratégie nationale de mobilisation de la biomasse, qui entre autres sécurise l'approvisionnement des appareils de chauffage au bois individuels et collectifs et des installations de production de biocarburants ;
- le plan de programmation de l'emploi et des compétences, qui définira les besoins d'évolution en matière d'emploi et de compétence sur les territoires et dans les secteurs professionnels, au regard de la transition écologique et énergétique ;
- le volet « Énergie » de la stratégie nationale de la recherche.

9.2.4. Articulation avec les politiques publiques et bénéfiques sectoriels

L'action publique en faveur d'une mobilité et de systèmes de transport durables s'inscrit dans les engagements de la France dans la lutte contre le réchauffement climatique, la pollution atmosphérique et l'amélioration de l'efficacité énergétique. Elle participe aux objectifs de compétitivité de l'économie et des territoires, de santé, de solidarité, d'emploi et de pouvoir d'achat. L'action publique s'inscrit également dans un cadre fixé, selon le cas, par subsidiarité, au niveau européen et/ou au sein d'organisations internationales comme l'Organisation Maritime Internationale (OMI) ou l'Organisation de l'Aviation Civile Internationale (OACI). Les bénéfiques

103. La décarbonation n'est que « quasi-complète » compte-tenu du recours partiel aux énergies fossiles pour les transports aériens et maritimes internationaux et le transport aérien domestique, ainsi que des fuites résiduelles « incompressibles » de gaz renouvelables.



induits par la mise en œuvre d'une stratégie pour le développement de la mobilité propre sont multiples : baisse du coût environnemental et sanitaire de la pollution atmosphérique, augmentation du pouvoir d'achat des usagers et préservation de la compétitivité des industries, réduction de la consommation de ressources et de la dépendance française aux importations de carburants, créations d'emplois. Le développement de la mobilité propre se situe ainsi à l'articulation de diverses politiques des transports avec les politiques urbaines et d'aménagement du territoire, les politiques énergétiques et environnementales, notamment celles relatives à la qualité de l'air, ainsi que la politique fiscale.

La mobilité des personnes et des biens ne peut en effet être abordée hors d'une vision d'ensemble d'aménagement du territoire, urbain et rural, et d'insertion de la France dans les stratégies européennes et mondiales des transports. La mobilité urbaine est à la fois un élément et une résultante de la conception des agglomérations. La loi dispose d'outils de planification visant à anticiper et à organiser les évolutions urbaines dans un objectif d'économie de foncier et de maîtrise de l'étalement urbain. L'objectif est également de renforcer les politiques de mobilités en zone rurales, et l'articulation des politiques entre les différentes zones.

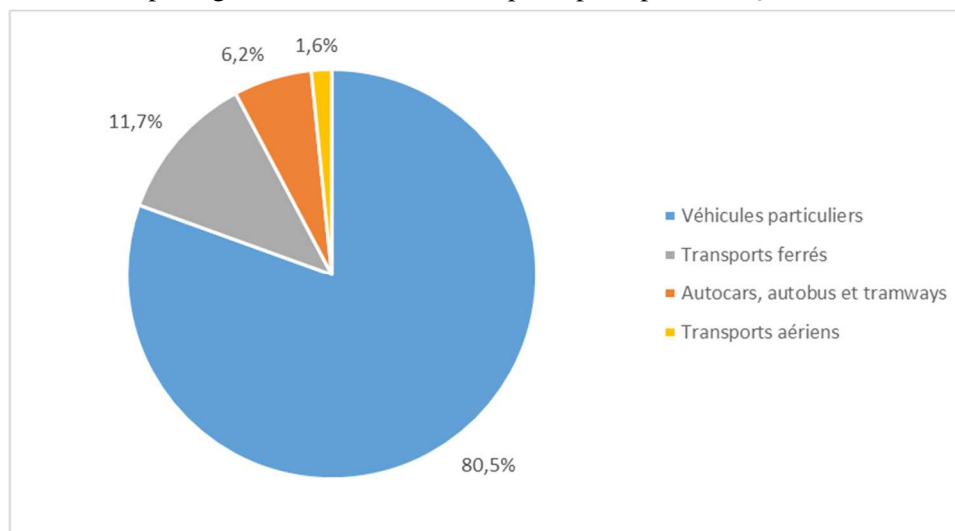
Enfin, au-delà du caractère incitatif de la fiscalité pour le développement de la mobilité propre, il apparaît pour les acteurs que la prévisibilité du cadre fiscal à un horizon de 5 à 10 ans soit déterminante pour permettre des prises de décision en faveur de systèmes de transports plus sobres, plus propres et plus efficaces.

9.3. Éléments sur la mobilité en France et son impact environnemental

9.3.1. Données de cadrage

Transport de voyageurs

941,3 milliards de voyageurs-kilomètres¹⁰⁴ ont été réalisés sur le territoire français¹⁰⁵ en 2017, la majorité étant du transport individuel, éventuellement partagé (VP, VUL et deux-roues motorisées¹⁰⁶). La part du transport maritime, non représentée dans les graphiques ci-après, reste marginale s'agissant du transport intérieur. 28 millions de passagers ont transité dans les principaux ports français en 2017.



Source : MTES/SDES

*Figure 6: Répartition modale des voyageurs-kilomètres transportés en 2017**

**Les modes actifs ainsi que le fluvial ne sont pas pris en compte car leur part modale, en nombre de voyageurs-kilomètres, est relativement faible comparé aux autres modes.*

104 . Unité de mesure qui équivaut au transport d'un voyageur sur une distance d'un kilomètre (INSEE).

105 . « Les comptes des transports en 2017, tome 1 – 55e rapport de la Commission des comptes des transports de la Nation », 2018.

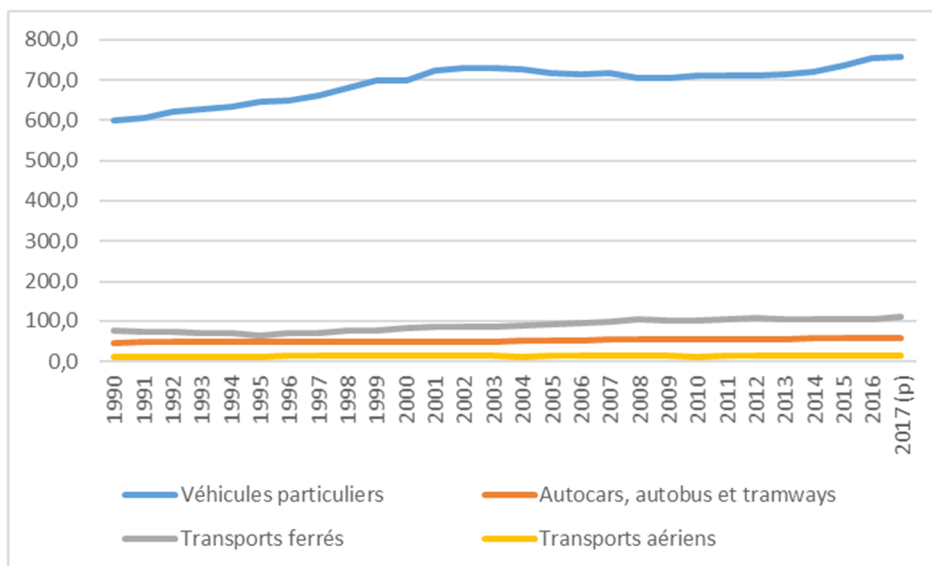
106 . Les modes actifs ainsi que le fluvial ne sont pas pris en compte car leur nombre de voyageurs-kilomètres est relativement faible comparé aux autres modes.



STRATÉGIE DE DÉVELOPPEMENT DE LA MOBILITÉ PROPRE
PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE
 2019-2023 2024-2028

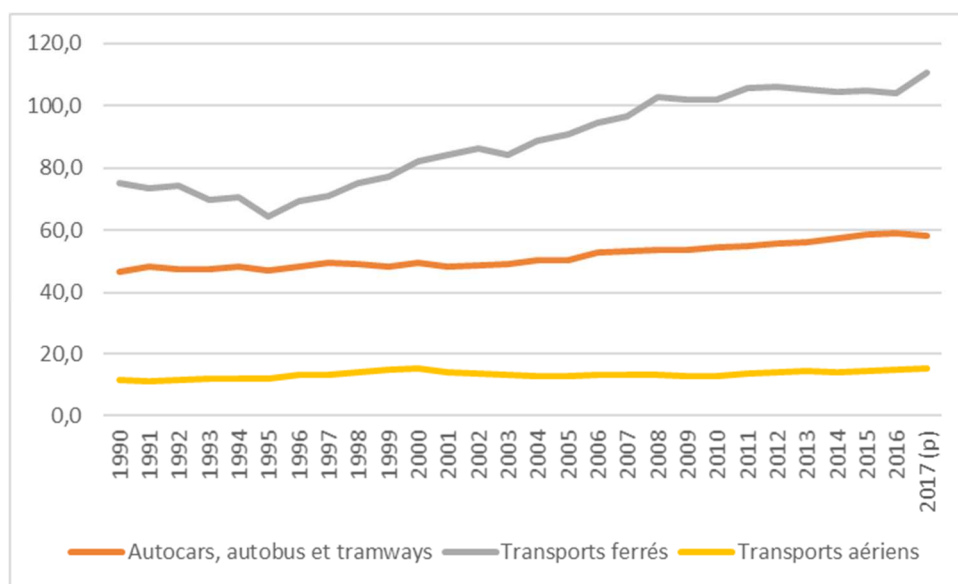
Tendance de long terme

Le transport intérieur de voyageurs a augmenté de 28,6 % depuis 1990, soit 1,1 % chaque année en moyenne, mais seuls les transports aériens et transports par autocars, autobus et tramways ont connu une croissance continue sur cette période.



Source : MTES/SDES

Figure 7: Transport intérieur de voyageurs de 1990 à 2017 selon le mode de transport (en milliards de voyageurs-kilomètres)



Source : MTES/SDES

Figure 8: Transport collectif intérieur de voyageurs de 1990 à 2017 selon le mode de transport (en milliards de voyageurs-kilomètres)

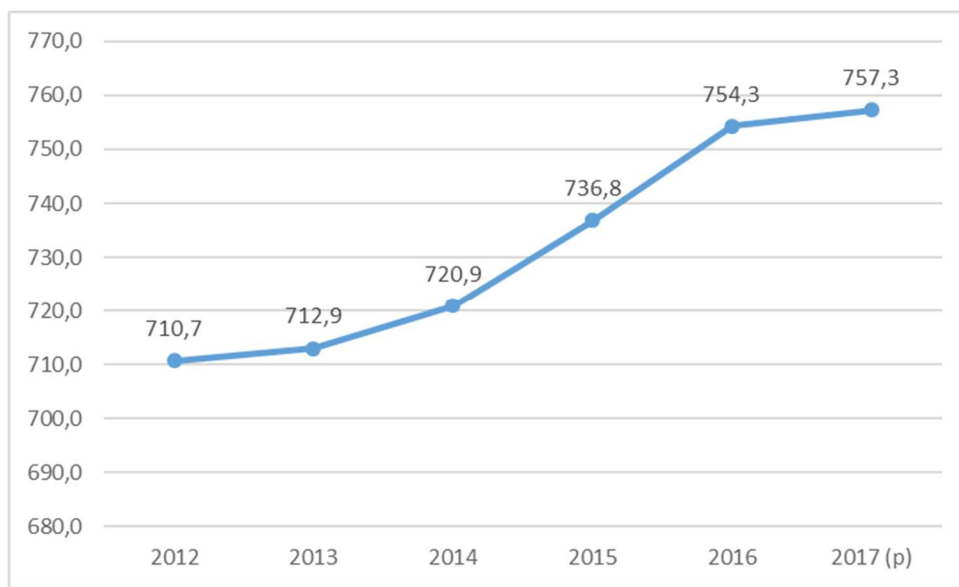


STRATÉGIE DE DÉVELOPPEMENT DE LA MOBILITÉ PROPRE
PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE
 2019-2023 2024-2028

Tendance de court terme

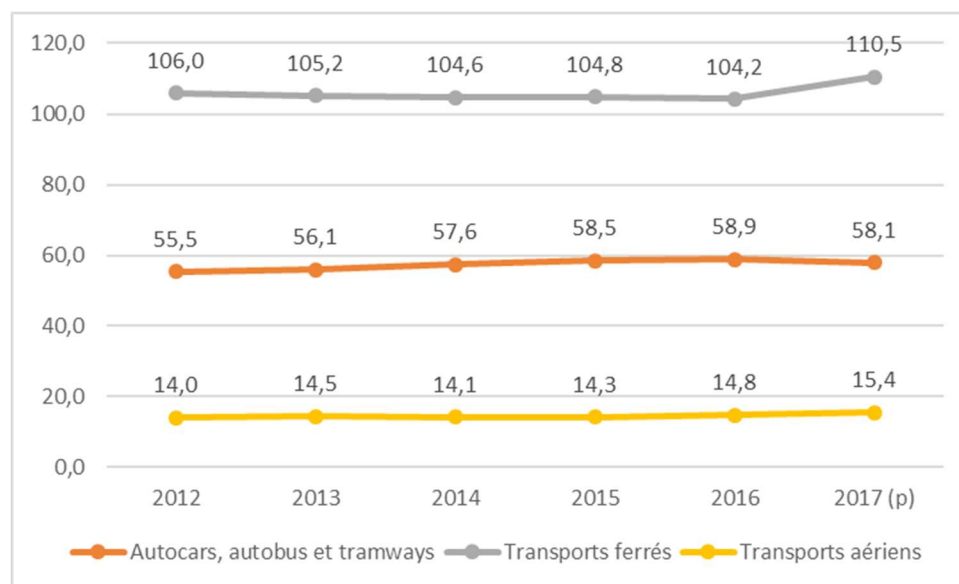
Le transport intérieur de voyageurs a globalement augmenté de 6,2 % depuis 2012, soit 1,2 % chaque année en moyenne.

En 2017, cette croissance est portée à 1 %, principalement due aux transports collectifs (+ 3,4 %) tandis que la croissance du transport de voyageurs par véhicules particuliers a été limitée à 0,4 %.



Source : MTES/SDES

Figure 9 : Transport intérieur de voyageurs en véhicules individuels de 2012 à 2017 (en milliards de voyageurs-kilomètres)



Source : MTES/SDES

Figure 10 : Transport collectif intérieur de voyageurs selon le mode de transport de 2012 à 2017 (en milliards de voyageurs-kilomètres)



STRATÉGIE DE DÉVELOPPEMENT DE LA MOBILITÉ PROPRE
PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE
 2019-2023 2024-2028

Transport de marchandises

359 milliards de tonnes-kilomètres¹⁰⁷ ont été transportés sur le territoire français¹⁰⁸ en 2017, dont la majorité par la route. L'essentiel des échanges internationaux de marchandises (80 % et volume et 70 % en valeur) s'effectue par voie maritime mais le transport maritime occupe une part très faible du transport domestique.

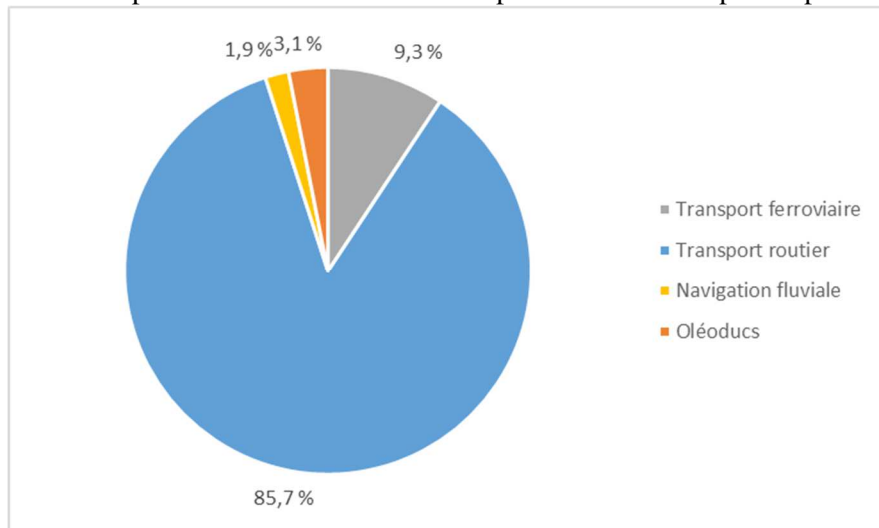
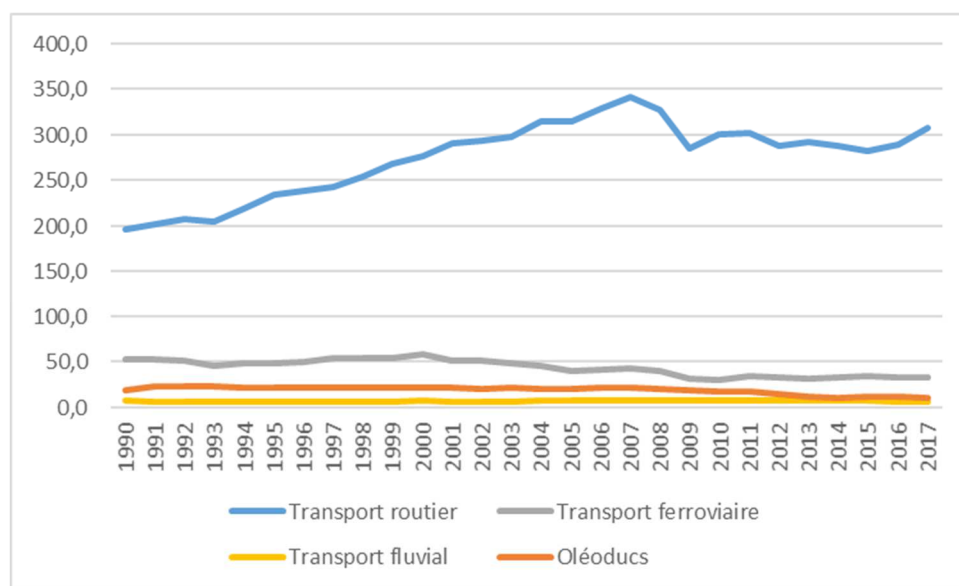


Figure 11 : Répartition modale
 Source : MTES/SDES

Tendance de long terme

Le transport intérieur de marchandises a augmenté de plus de 30 % depuis 1990, soit environ 1,1 % chaque année en moyenne, essentiellement dû à la forte augmentation du transport routier de marchandises.

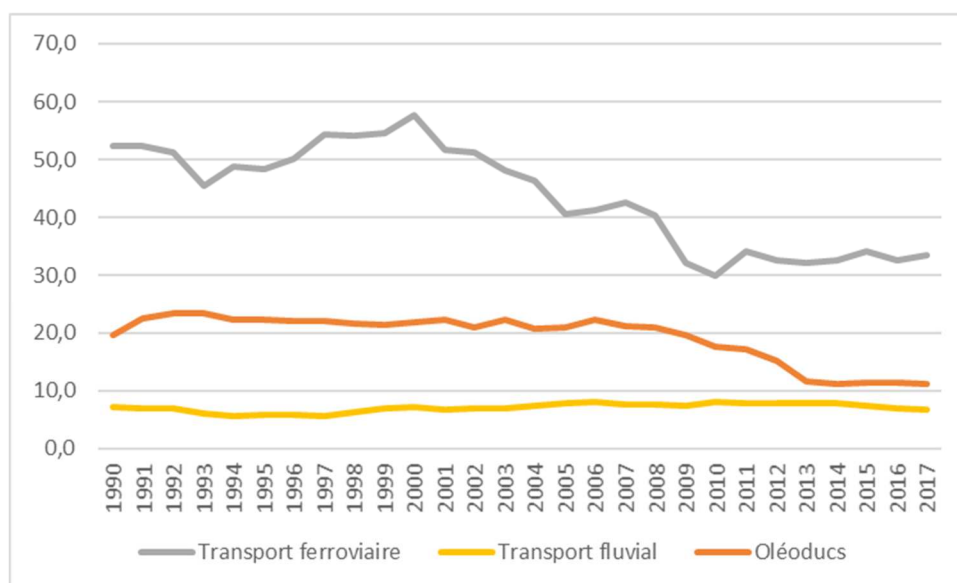


Source : MTES/SDES

Figure 12 : Transport intérieur de marchandises de 1990 à 2017 selon le mode de transport (en milliards de tonnes-kilomètres)

107. Unité de mesure correspondant au transport d'une tonne sur une distance d'un kilomètre (INSEE).

108. Source : « Les comptes des transports en 2017, tome 1 – 55^{ème} rapport de la Commission des comptes des transports de la Nation », 2018.



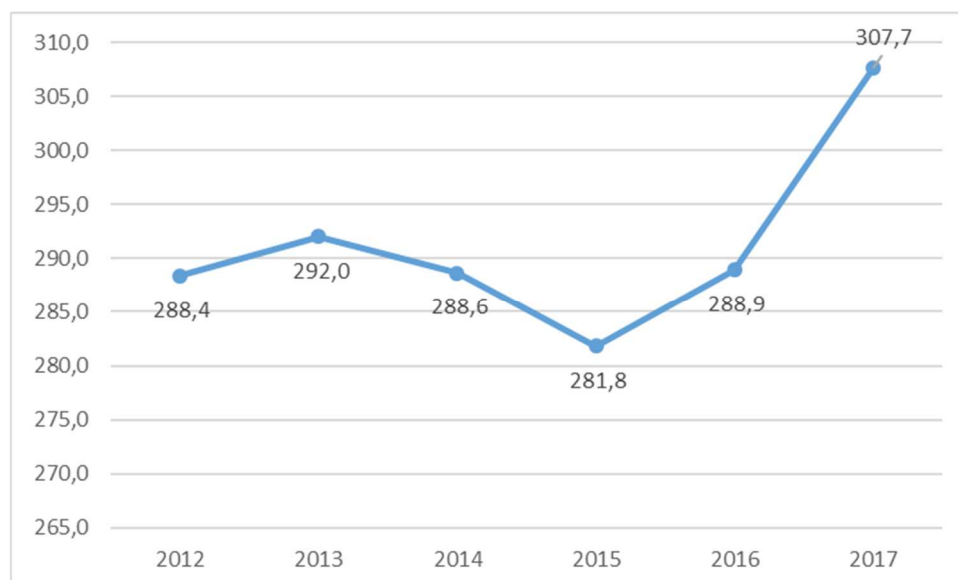
Source : MTES/SDES

Figure 13 : Transport intérieur de marchandises de 1990 à 2017 hors routier selon le mode de transport (en milliards de tonnes-kilomètres)

Tendance de court terme

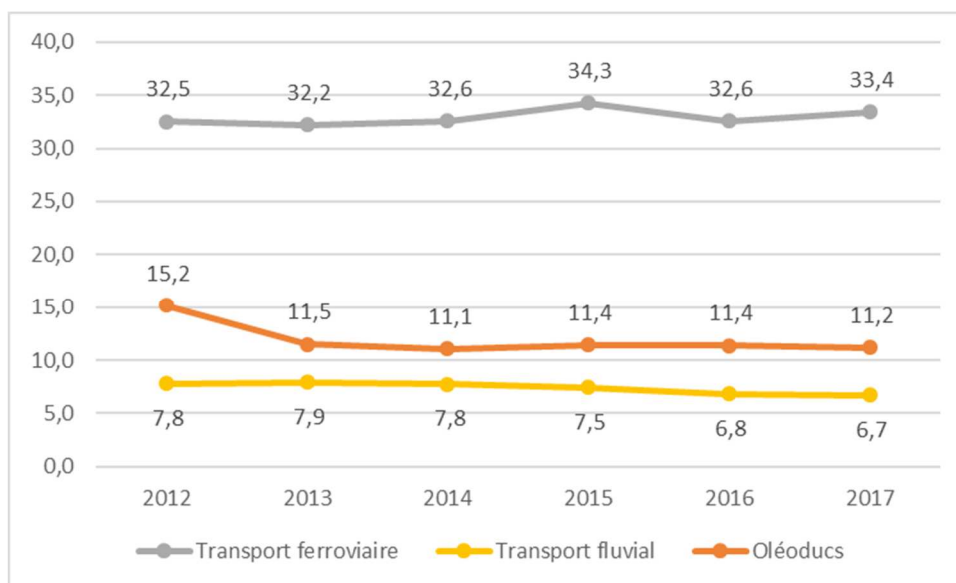
En 2017, le transport terrestre de marchandises est en forte hausse (+ 6,0 %).

Depuis 2012, le transport terrestre (hors oléoducs) progresse de 1,1 % en moyenne annuelle, avec une hausse annuelle de 1,3 % pour le routier, de 0,5 % pour le ferroviaire et une baisse de 3,0 % pour le fluvial.



Source : MTES/SDES

Figure 14 : Transport routier de marchandises de 2012 à 2017 (en milliards de tonnes-kilomètres)



Source : MTES/SDES

Figure 15 : Transport intérieur de marchandises hors routier selon le mode de 2012 à 2017 (en milliards de tonnes-kilomètres)

Carburants alternatifs : véhicules et infrastructures de distribution

Encadré 3 : Les carburants alternatifs

Les carburants alternatifs sont définis par la Directive 2014/94/UE sur le déploiement d'une infrastructure pour carburants alternatifs, comme :

« Les carburants ou sources d'énergie qui servent, au moins partiellement, de substitut aux carburants fossiles dans l'approvisionnement énergétique des transports et peuvent contribuer à la décarbonation de ces derniers et à améliorer la performance environnementale du secteur des transports. Ils comprennent notamment :

- l'électricité;
- l'hydrogène;
- les biocarburants au sens de l'article 2, point i) de la directive 2009/28/CE;
- les carburants de synthèse et les carburants paraffiniques;
- le gaz naturel, y compris le biométhane, sous forme gazeuse (gaz naturel comprimé (GNC) et sous forme liquéfiée (gaz naturel liquéfié (GNL)), et
- le gaz de pétrole liquéfié (GPL). »

Électricité

L'électromobilité continue de se développer avec notamment une augmentation du nombre d'immatriculations des véhicules électriques. Par rapport à 2016, le parc de voitures particulières électriques a doublé en 2017 tandis que le parc de véhicules utilitaires légers électriques s'est développé de près de 40 %.



Voitures particulières	86570
Véhicules utilitaires légers ¹⁰⁹	35711
Poids lourds ¹¹⁰	150
Autobus et autocars	477
Deux-roues ¹¹¹	≈ 14000

Source : MTES/SDES—RSVERO, estimations du parc par l'application d'un seuil d'âge (<= 15 ans pour les voitures, les deux-roues, les automoteurs spécialisés légers et lourds, <=17 ans pour les autobus, <=18 ans pour les autocars, <=20 ans pour les camionnettes et les camions).

Tableau 3 : Parc de véhicules électriques en circulation en 2017

Voitures particulières	43255
Véhicules utilitaires légers	249
Poids lourds	19
Bus	87
Deux roues	≈ 100

Source : MTES/SDES—RSVERO, estimations du parc.

Tableau 4 : Nombre de véhicules hybrides rechargeables au 01/01/2018¹¹²

Les infrastructures de recharge se développent elles aussi en parallèle. Au 1^{er} mai 2018, on compte 25 157 points de charge ouverts au public, 9 513 stations de recharge ouvertes au public dont 1916 stations en Île-de-France. 58 % des stations ont été déployées directement par les collectivités et 92 % ont reçu un soutien financier au titre du Programme d'investissement d'avenir (PIA). La majeure partie des stations de recharge ouvertes au public propose une charge normale dont 37 % de stations proposant des charges de 22kW, et 641 stations soit 8 % des stations proposent une recharge de puissance forte¹¹³.

Certains ports maritimes et fluviaux français, tel que le Grand Port Maritime de Marseille (GPMM), se lancent dans l'électrification des navires à quai pour réduire la consommation de carburant à chaque escale dans le port.

GNV et GPL

En ce qui concerne les parcs de véhicules de transport routiers en France roulant au gaz naturel véhicules (GNV) – gaz naturel ou biogaz (bioGNV) mis à la consommation sous-forme comprimée (GNC) ou liquéfiée (GNL) – et au gaz de pétrole liquéfié (GPL), ils comprenaient au 01 janvier 2018 :

109. Cela correspond aux camionnettes et véhicules automoteurs spécialisés légers (<3,5 tonnes de PTAC).

110. Cela correspond aux camions et véhicules automoteurs spécialisés lourds (>3,5 tonnes de PTAC).

111. Cela prend en compte les tricycles et quadricycles.

¹¹² Cela comprend les hybrides essence-électricité, essence-gaz naturel-électricité, essence-GPL-électricité, gazole-électricité, superéthanol-électricité et hydrogène-électricité rechargeables.

113 . Un point de recharge peut également être caractérisé par ses spécificités techniques, et notamment la puissance maximale à laquelle le transfert d'électricité peut se faire du point de recharge vers le véhicule électrique. Pour le présent document, deux types de point de recharge ont été retenus :

- point de recharge normale : puissance inférieure ou égale à 22 kW (kilowatt)
- point de recharge puissance forte : puissance supérieure à 22 kW (kilowatt)



Véhicules particuliers	2707 dont 86 % bicarburation + 14 % gaz naturel
Véhicules utilitaires légers	8045 dont 78 % de bicarburation + 22 % gaz naturel
Poids lourds	1997 dont 0,2 % bicarburation + 99,8 % gaz naturel
Véhicules particuliers	2707 dont 86 % bicarburation + 14 % gaz naturel
Autobus et autocars	2 437 dont 0,5 % de bicarburation essence-gaz naturel et 99,5 % gaz naturel

Source : MTES/SDES—RSVERO, estimations du parc
Tableau 5 : Nombre de véhicules roulant au GNV au 01/01/2018¹¹⁴

Véhicules particuliers	144373 dont 99,9 % bicarburation + 0,1 % GPL
Véhicules utilitaires légers	13092 dont 98 % bicarburation + 2 % GPL
Poids lourds	32 dont 62 % bicarburation + 38 % GPL
Autobus et autocars	70 dont 26 % bicarburation + 74 % GPL

Source : MTES/SDES—RSVERO, estimations du parc
Tableau 6 : Nombre de véhicules roulant au GPL au 01/01/2018¹¹⁵

Le GNV et le GPL présentent des avantages environnementaux comparés aux carburants traditionnels que sont l'essence et le diesel. La mise en place en 2016 du suramortissement pour les poids lourds au GNV a induit une forte hausse des ventes de ces véhicules, multipliant par près de cinq le parc total.

En termes d'infrastructures de distribution de GNV sur le territoire national, on compte 87 stations publiques, dont 63 stations distribuant du GNC et 24 distribuant du GNL¹¹⁶. Une partie a bénéficié du soutien financier au titre du programme d'investissements d'avenir depuis 2016 (appel à projets « Solutions intégrées de mobilité GNV »). Les stations peuvent être à remplissage rapide, pour les camions ou VL, ou à remplissage lent, pour les bus de collectivités dont les réservoirs se remplissent durant la nuit.

Hydrogène

En ce qui concerne l'hydrogène, le parc de véhicules est encore très réduit. Il est composé de 73 voitures particulières, 10 camionnettes et un véhicule automoteur spécialisé lourd¹¹⁷ qui bénéficiaient fin 2017 de 20 stations de ravitaillement dont la moitié de stations privées¹¹⁸.

Modes actifs

La marche représente un quart du nombre de déplacements urbains. La part des déplacements à vélo reste faible aujourd'hui, représentant 3 % des déplacements quotidiens¹¹⁹ et 2 % des déplacements domicile-travail chez les actifs¹²⁰. Le dynamisme que connaît la pratique du vélo reste encore trop cantonné aux centres-villes de certaines grandes agglomérations – plus de 100 000 habitants – où la part modale dépasse parfois 10 % (Strasbourg, Grenoble, Bordeaux). En France, environ 45 700 vélos en libre-service (VLS) sont disponibles

114. Cela comprend les véhicules 100 % gaz naturel et les bicarburations essence-gaz naturel et superéthanol-gaz naturel.

115. Cela comprend les véhicules 100 % GPL et les bicarburations essence-GPL, gazole-GPL et superéthanol-GPL.

116. Source : Mobilité Gaz OpenData

117. Source : MTES/SDES—RSVERO, estimations du parc.

118. Source : AFHYPAC - février 2018

119. En nombre de déplacements.

120. Source : MTES/SDES – CCTN 2017.



dans 36 agglomérations, dont 20 000 en Île-de-France, pour un total de 3550 stations¹²¹. On compte aussi 35 000 places de stationnement sécurisé en gare et milieu urbain¹²².

Le vélo à assistance électrique (VAE) connaît une croissance exponentielle depuis une dizaine d'années et représente un marché d'environ 400 millions d'euros, avec environ 255 000 VAE vendus en 2017, soit pratiquement le double par rapport à 2016.

En 2017, la fréquentation des itinéraires interurbains – les véloroutes – a augmenté de 8 %¹²³. Depuis 2013, la hausse est de 18 %.

Covoiturage

Le taux d'occupation des voitures est égal à 1,63 en moyenne. Il varie avec la distance de déplacement : il est supérieur à 2 pour les trajets de plus de 200 kilomètres et varie entre 1 et 1,1 pour les déplacements domicile-travail¹²⁴. La tendance d'évolution du taux d'occupation des véhicules particuliers (VP) est variable selon les zones géographiques et les caractéristiques des ménages mais le covoiturage peut participer à l'augmenter. L'essentiel des trajets de covoiturage porte actuellement sur des déplacements moyenne et longue distances et non sur des allers-retours domicile-travail de proximité. En 2015, 11 millions de trajets longue distance ont été réalisés par des covoitureurs, soit 1,6 % de ces déplacements¹²⁵.

9.3.2. Constats sur la consommation d'énergie du secteur des transports, ses émissions et impacts sur la santé et l'environnement

Consommation d'énergie de traction dans les transports

En 2016, les transports représentent 31 % de la consommation d'énergie finale française. Entre 1990 et 2002, la consommation d'énergie des transports a fortement progressé. Elle a connu une phase de stabilisation relative entre 2001 et 2008, comme celle des autres secteurs d'activité (industriel, agriculture, bâtiment). Depuis, elle suit une dynamique lente de baisse moins rapide que dans l'ensemble des autres secteurs. Depuis deux ans elle remonte légèrement, en raison notamment des éléments conjoncturels tels que le prix des produits pétroliers et de l'augmentation du trafic.

Le transport routier est responsable de 94,1 % de la consommation énergétique du secteur. Il vient ensuite l'aérien avec 2,2 % puis le ferroviaire et le maritime et fluvial avec 1,8 % respectivement.

121. Source : MTES/SDES – CCTN 2017.

122. Étude d'évaluation sur les services vélos – Ademe, 2016.

123. Analyse des données de fréquentation vélo 2017, Départements et régions cyclables.

124. Étude nationale sur le covoiturage de courte distance – Ademe, 2015.

125. Source : MTES.

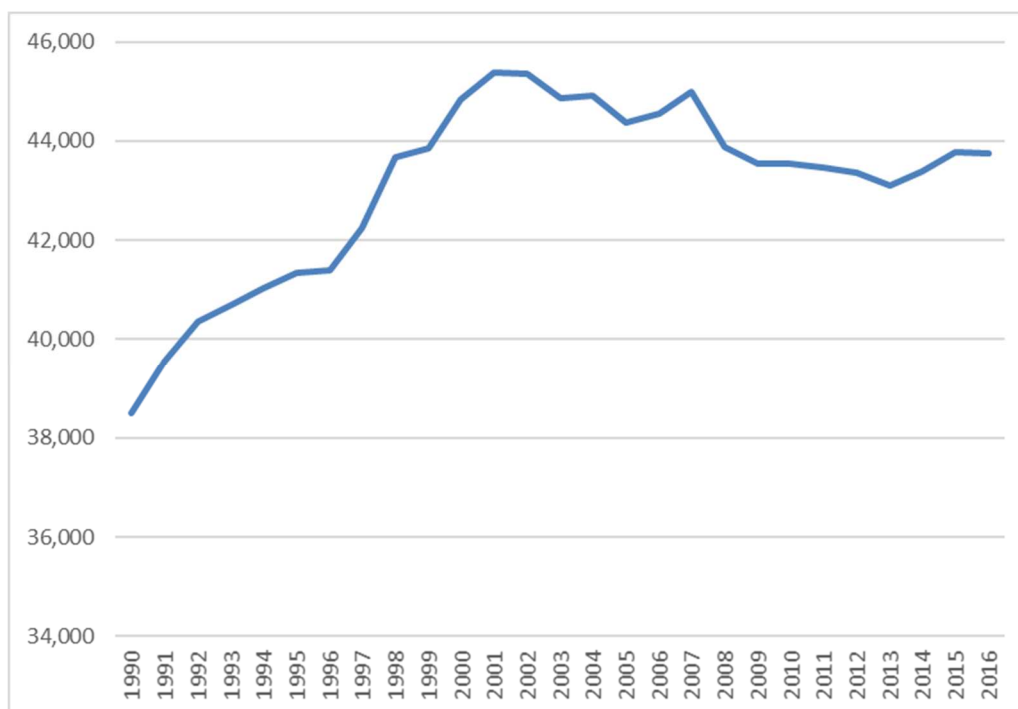


Figure 16 : Évolution de la consommation énergétique des transports de 1990 à 2016 (Mtep)

Émissions de gaz à effet de serre des transports

Les émissions de gaz à effet de serre des transports sont très liées aux consommations de carburant.

La première version de la stratégie nationale bas carbone a fixé des budgets carbone pour les périodes 2015-2018, 2019-2023 et 2024-2028. Les émissions globales de CO₂ constatées en 2016 dépassent ce premier budget carbone de 3,6 %. Pour les transports, le plafond est dépassé de 6 %, du fait des hausses récentes de consommations d'énergie.

En 2017¹²⁶, selon les estimations provisoires disponibles, le secteur des transports est responsable de 30 % des émissions de GES et 38 % des émissions de CO₂, avec un volume total de 138 Mt_{eq}CO₂. Il est le premier émetteur de GES en France devant le résidentiel/tertiaire et l'agriculture. Cela est le résultat des évolutions contrastées qu'ont connues les différents secteurs. En effet, alors que d'autres secteurs tels que l'industrie, l'énergie et, dans une moindre mesure, le résidentiel-tertiaire, ont réduit leurs émissions entre le début des années 1990 et aujourd'hui, le secteur des transports fait exception avec des niveaux d'émissions en 2016 supérieurs à ceux de 1990 (+12 %). Cette hausse est en lien avec l'accroissement des déplacements, l'augmentation de la population, la croissance économique et celle de l'offre de service de transport, cette hausse du trafic n'ayant pu être que partiellement compensée par l'amélioration des performances des nouveaux véhicules. Les émissions de GES du transport routier, très dépendantes des carburants fossiles, représentent 96 % des émissions de GES du secteur. Les véhicules particuliers sont responsables de plus de la moitié des émissions de GES du transport routier tandis que les véhicules utilitaires légers en émettent 20 % et les véhicules lourds un peu plus de 20 %¹²⁷.

126. 2017 = estimation provisoire. Source : CCTN 2017

127. « Les comptes des transports en 2016, tome 1 – 54e rapport de la Commission des comptes des transports de la Nation », 2017



STRATÉGIE DE DÉVELOPPEMENT DE LA MOBILITÉ PROPRE
PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE
 2019-2023 2024-2028

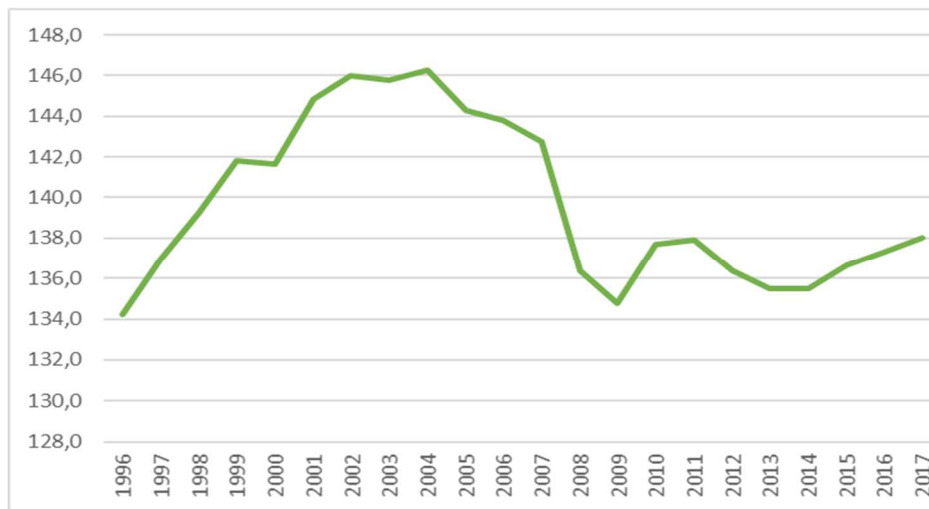
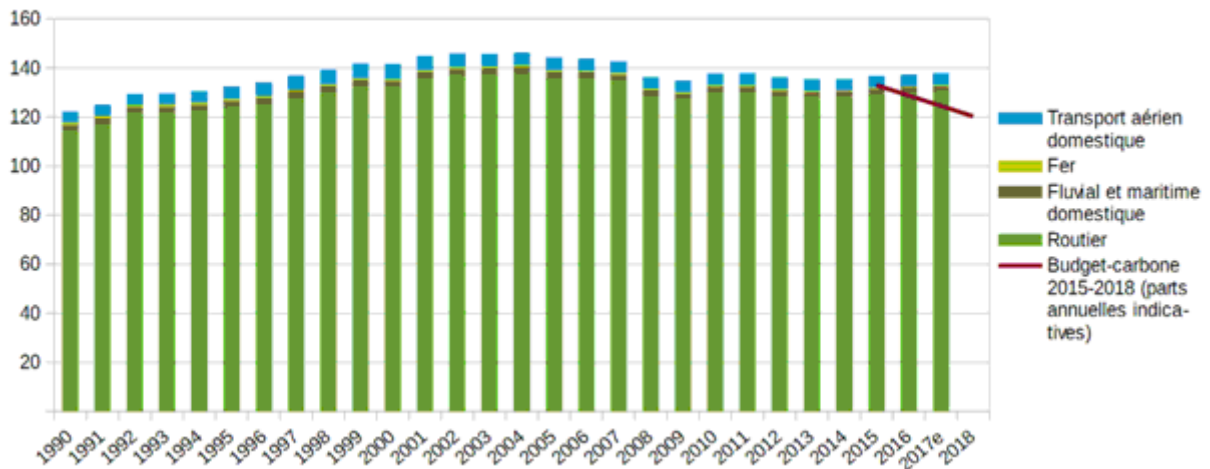


Figure 17 : Évolution des émissions de gaz à effet de serre du transport en France depuis 1996 (MteCO₂) (Source CITEPA)

Évolution des émissions de GES en Mt CO₂eq du secteur des transports depuis 1990



Source : CITEPA

Figure 18 : Evolution des émissions de gaz à effet de serre des transports par usage

Émissions de polluants atmosphériques des transports

Le secteur des transports, et en particulier le transport routier, est un contributeur important aux émissions de polluants atmosphériques.



STRATÉGIE DE DÉVELOPPEMENT DE LA MOBILITÉ PROPRE

PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE

2019-2023 2024-2028

	NOx	PM _{2,5}	COV
Part du secteur des transports dans les émissions nationales de NOx, de PM _{2,5} et de COV ¹²⁸	63%	19%	11%
Part du transport routier dans les émissions nationales de NOx, de PM _{2,5} et de COV	57%	17%	9%

Sources : SDES ; CCTN 2017

Tableau 7 : Part du secteur des transports et du transport routier dans les émissions nationales de polluants atmosphériques

Depuis 1991, les émissions de la plupart des polluants atmosphériques ont diminué dans l'ensemble des secteurs. Dans les transports, et plus particulièrement dans le transport routier, les normes Euro et les progrès techniques, notamment sur les carburants, ont permis une diminution régulière de ces émissions. Seules les émissions de cuivre liées au transport routier progressent depuis 1990.

En indice base 100 en 1990

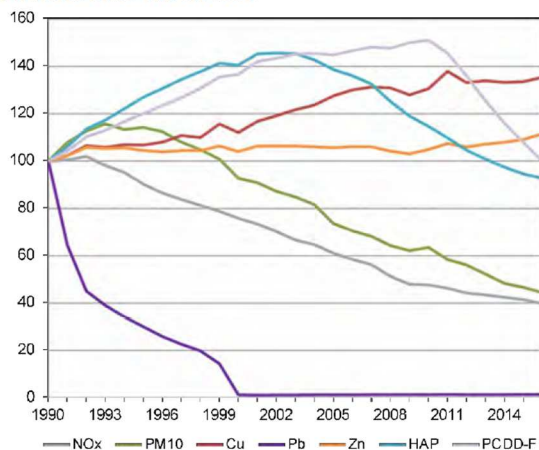


Figure 19 : Évolution des émissions des principaux polluants du transport routier
Source : Citepa, avril 2018 – Format Secten

En indice base 100 en 1990

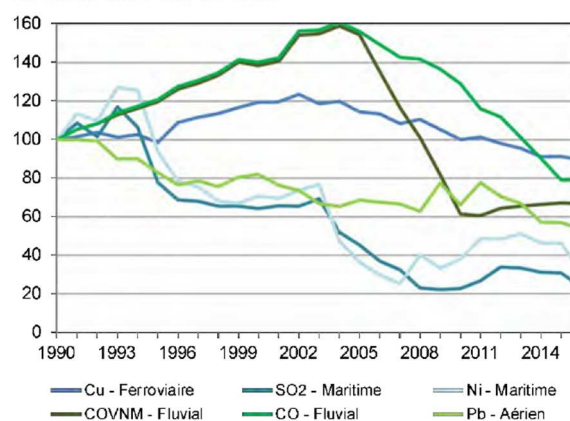
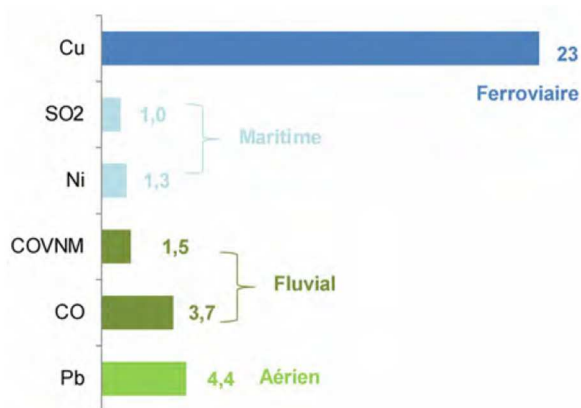


Figure 20 : Évolution des émissions des principaux polluants des modes de transport autres que routier
Source : Citepa, avril 2018 – Format Secten



Source : Citepa, avril 2018 – Format Secten

Figure 21 : Part des modes de transports autres que routier dans les émissions totales de certains polluants en 2016 (en %)

128. COV : composés organiques volatils ; source : rapport SECTEN, CITEPA, 2017. Données pour l'année 2015



La répartition des émissions de polluants atmosphériques des transports n'est pas homogène sur le territoire national. La part du transport routier est plus importante dans les zones urbaines et près des grands axes de circulation : le transport routier représente environ 35 % des émissions de PM_{2,5} en Île-de-France et 58 % à Paris¹²⁹; les concentrations annuelles en NO₂ sont en moyenne deux fois plus élevées à proximité du trafic routier qu'en fond urbain, et 34 % des stations situées à proximité du trafic routier ne respectent pas les normes européennes ; en ce qui concerne les particules de diamètre inférieur à 10 µm (PM₁₀), en 2015, la réglementation n'est pas respectée pour 10 % des stations de mesure situées à proximité du trafic routier¹³⁰. Les gaz d'échappement ne sont pas les seules sources d'émissions de particules du transport routier : une part importante de ces émissions provient notamment de phénomènes d'abrasion des pneus, des routes et des freins. En Île-de-France par exemple, 46 % des émissions primaires de PM₁₀ provient de ces phénomènes d'abrasion¹³¹.

Impacts sur la santé et l'environnement

Les émissions de polluants atmosphériques posent d'importants problèmes sanitaires. La pollution atmosphérique est responsable en France d'environ 48 000 morts prématurées par an, soit près de 10 % de la mortalité totale¹³², et d'une morbidité importante (maladies respiratoires et cardio-vasculaires, cancers du poumon, etc.). Le Centre international de recherche sur le cancer (CIRC), qui fait partie de l'organisation mondiale de la santé (OMS) a classé en juin 2012 les gaz d'échappement des moteurs diesels comme étant cancérigènes¹³³. Le NO₂, en plus d'être à l'origine de maladies respiratoires et cardiovasculaires, contribue à l'acidification et à l'eutrophisation des milieux. C'est également un gaz qui intervient dans les processus de formation de l'ozone, tout comme le CO.

Le coût pour la société de la pollution de l'air a été évalué en France à 30 milliards d'euros par an, dont près de 1 milliard d'euros directement supporté par le système de soin¹³⁴.

Les impacts sanitaires liés à la pollution de l'air proviennent surtout de l'exposition régulière à la pollution, plus que des pics de pollution. C'est donc la réduction des niveaux de fond de pollution (en moyenne annuelle) qui permettra de maximiser les bénéfices sanitaires. L'OMS a défini, dans ses lignes directrices relatives à la qualité de l'air, des valeurs seuils au-delà desquelles la pollution atmosphérique est nuisible.

9.4. Trajectoires aux horizons 2023/2028

Cette partie présente un scénario d'évolution de la demande de transport ainsi que des trajectoires d'évolution des parcs de véhicules et de leurs performances énergétiques à horizon 2028. L'objectif de ce scénario, commun à la SNBC et à la PPE est de s'inscrire dans les orientations générales de long terme de la SNBC et d'être le plus prédictif possible sur la période de la PPE. Les mesures et orientations de la SDMP ne sont pas modélisées une à une, leurs effets n'étant pas toujours quantifiables. Ceci étant, le scénario reflète les évolutions qui devraient découler de la mise en application des mesures identifiées. Des paquets de mesures vont jouer sur des éléments structurant la mobilité (part des différents modes, parcs...). L'effet des mesures est simulé de manière combinée sur ces éléments structurants. Les évolutions sont présentées ici. Ces

129. Source : Airparif. Données pour l'année 2012

130. « Les comptes des transports en 2016, tome 1 – 54e rapport de la Commission des comptes des transports de la Nation », 2017

131. « Évaluation prospective de la qualité de l'air à l'horizon 2020 en Île-de-France », Airparif, septembre 2017

132. « La prévention de la mortalité attribuable à la pollution atmosphérique : pourquoi agir maintenant ? » Santé publique France, 2016

133. Le groupe de travail du CIRC a également conclu en 2012 que les gaz d'échappement des moteurs à essence étaient possiblement cancérigènes, un résultat qui demeure inchangé par rapport à l'évaluation précédente de 1989

134. Source : MEEM, 2012).



évolutions sont des hypothèses intermédiaires qui permettent alors de simuler l'évolution de la consommation d'énergie et des émissions de gaz à effet de serre du secteur des transports.

Les paragraphes suivants précisent le cadrage économique retenu (dans le scénario de référence et dans le scénario de variante) ainsi que les hypothèses sectorielles visant à traduire les mesures. Il précise les trajectoires sur les parcs de véhicules et la demande de transport ainsi que les évolutions de la consommation énergétique et des émissions de gaz à effet de serre résultantes.

9.4.1. Hypothèses retenues dans le cadre de la modélisation

Les orientations et mesures suivantes permettent de justifier les paramètres utilisés pour la construction des scénarios. Le tableau suivant résume la correspondance entre les deux :



Paramètres de construction des scénarios	Correspondance orientations et mesures
Électrification massive des véhicules particuliers	Atteindre des objectifs ambitieux de croissance de la part de marché des véhicules électriques et s'appuyer sur des dispositifs d'incitation à l'achat et fiscaux pour atteindre ces objectifs (bonus-malus, prime à la conversion...), en accompagnant tous les publics.
Mix énergétique plus équilibré pour le transport de marchandises	Développement des véhicules à faibles émissions, des carburants alternatifs et déploiements des infrastructures de distribution.
Décarbonation des transports internationaux (fluvial, maritime et aérien)	Promouvoir un transport maritime et fluvial à faibles émissions grâce à des critères écologiques renforcés et des incitations à l'utilisation de carburants alternatifs. Limiter l'impact du transport aérien sur les changements climatiques en réduisant les émissions à la source, optimisant les procédures de navigation aérienne et les infrastructures, et en déployant des biocarburants durables.
Efficacité énergétique des véhicules	Renouveler les flottes d'entreprises, de l'État et des collectivités en imposant une part minimale de véhicules à faibles émissions
Report modal de la voiture vers les modes actifs	Renforcer la part des modes actifs dans les mobilités quotidiennes en créant un fonds mobilités actives doté de 350 M€, en sécurisant la pratique du vélo (stationnement sécurisé, marquage des vélos contre le vol, sas piéton aux feux) et en rendant son recours plus incitatif (forfait mobilité durable) et accessible (savoir-rouler).
Report modal de la voiture vers les transports collectifs et optimisation de l'usage des véhicules	Développer les modes de transport collectifs, partagés et collaboratifs en investissant dans les infrastructures ferroviaires, les transports en communs, dans la mobilité propre par des appels à projet et en incitant à l'usage des modes partagés grâce à un forfait mobilité durable et des voies réservées.
Report modal et efficacité du transport de marchandises	Fluidifier la logistique urbaine en la prenant en compte dans les documents de planification et en encadrant l'activité des plates-formes numériques Développer les modes massifiés pour le fret en augmentant les investissements dans les infrastructures de transport massifié (voies ferrées, fluviales et ports)
Maîtrise de la croissance de la demande	Maîtriser les déplacements en mettant en place des signaux prix incitatifs, et en renforçant le rôle des employeurs Favoriser les comportements plus vertueux par le déploiement de zones à faibles émissions dans les agglomérations et permettre à celles-ci de mettre en place un tarif de congestion

Tableau 8 : Correspondance entre les mesures intégrées dans les scénarios et les orientations politiques

Hypothèses macro-économiques

Les scénarios de prix des énergies sont ceux fondés sur un cadrage aux horizons 2020 à 2035, communiqué par la Commission Européenne pour le rapportage des États membres à l'Union Européenne de leurs émissions de gaz à effet de serre en 2017. Ces scénarios reposent sur des niveaux de prix supérieurs à ceux constatés sur la période 2016-2017.



	2018	2023	2028
Pétrole (€2013/bep)	64	81	90
Charbon (€2013/bep)	13	16	19
Gaz (€2013/bep)	44	51	55

Tableau 9 : Prix internationaux des énergies fossiles (en euro 2013 par baril équivalent pétrole)

Les hypothèses de croissance économiques sont celles du *Ageing report* Européen (soit 1,4 %/an en moyenne sur la période 2015 à 2028). Sur cette même période, les hypothèses de croissance démographique sont de 0,5 % par an en moyenne¹³⁵.

La loi demande à la PPE de proposer une variante du scénario central, pour évaluer l'impact d'une situation macro-économique différente et les conséquences qui en résulteraient pour la demande et l'offre d'énergie, ainsi que pour les politiques publiques.

La variante intègre les modifications suivantes :

- démographie plus élevée (espérance de vie haute et immigration haute) ;
- prix des énergies 10 % moins élevé que dans le scénario de référence ;
- croissance : 1,7 % à compter de 2020.

Objectifs de réduction des émissions et d'efficacité énergétique

Les objectifs de réduction d'émission à l'horizon 2030 pour l'ensemble des secteurs sont fixés par la loi de transition énergétique pour la croissance verte (LTECV), rappelés en partie 1.3.

Le scénario central de la PPE et de la SDMP correspond au scénario de la SNBC révisée sur la période 2018-2028. Ce scénario s'inscrit donc dans les orientations de long terme de la SNBC, notamment de la neutralité carbone à l'horizon 2050. Ce scénario de référence a été conçu sous l'égide d'un comité de pilotage rassemblant des experts ministériels et sectoriels. Il dessine une trajectoire sectorielle possible de réduction des émissions de gaz à effet de serre jusqu'à l'atteinte de la neutralité carbone en 2050, à partir de laquelle sont définis les budgets-carbone. Il n'est pas prescriptif, mais indicatif. Il ne constitue pas un plan d'action, mais il sert de référence en particulier pour définir les budgets carbone et donner des éléments pour le suivi du pilotage de la transition énergétique. Les données ci-dessous doivent donc être comprises comme des hypothèses résultant des discussions technico-économiques entre experts, parties prenantes et administration.

Projections de la demande de transport

Des projections de la demande de transport ont été réalisées aux horizons de la PPE et de la SNBC en intégrant les hypothèses du cadrage économique et une traduction des mesures et orientations de la partie 9.3. Les modélisations prennent en compte le cadrage économique, une évolution des prix des transports intégrant le prix des énergies importées, l'évolution de la fiscalité, l'évolution du mix énergétique et des gains de performance des véhicules. Elles intègrent une évolution des offres de transport et la traduction des mesures de maîtrise de la croissance de la demande, report modal et d'optimisation de l'usage des véhicules présentées en partie 3. Les scénarios de demande ont été construits par rapport à un point de départ 2015.

Evolution de la mobilité voyageurs

Dans le scénario de référence, la mobilité voyageurs croît de 7 % à l'horizon 2028 (soit un taux de croissance annuel moyen de l'ordre de 0,5 %/an) en lien avec la croissance démographique et économique.

135 . Source : Projections de population 2013-2070 pour la France, Insee Résultats n° 187 Société, novembre 2016.



Trafic de marchandises :

Le trafic de marchandises en tonnes-km tous modes confondus croît de 15 % entre 2015 et 2028, soit un taux de croissance annuel moyen de l'ordre de 1 %/an.

Reports modaux et modes collaboratifs.

Voyageurs.

Le report modal vers des modes doux est encouragé. La part modale des vélos est multipliée par 3 à l'horizon 2024 et par 4 à l'horizon 2028. Les transports collectifs se développent (de +1,4 %/an pour le transport ferroviaire longue distance et de 2 %/an pour les transports collectifs de proximité). La part modale de la voiture diminue de 5 points entre 2015 et 2028, au profit des modes actifs et des transports collectifs dont la part modale augmente de 3 points. Le transport aérien continuerait à croître mais à un rythme moins soutenu que sur la période récente : la croissance du transport aérien en métropole serait ainsi limitée à 0,7 %/an.

La croissance de la mobilité routière en termes de passagers-km est limitée à 2 % entre 2015 et 2028. Le trafic en termes de véhicules-kilomètres baisse de 2 %, grâce à l'augmentation du taux d'occupation des véhicules qui croît de 4 % entre 2015 et 2028 notamment grâce au développement du covoiturage.

Marchandises.

La part modale du fret ferroviaire se stabilise et revient en 2028 à son niveau de 2015 (11,4%). La part modale du fluvial se maintient à 2,3 % à l'horizon 2030.

Si le trafic routier de marchandises en tonnes-kilomètres continue à croître de 15 % entre 2015 et 2028, la croissance du trafic en termes de PL-km est limitée à 8 % (soit un taux de croissance annuel moyen de 0,6 %/an) grâce à la hausse du taux de chargement des poids lourds qui augmenterait de 9,75 à 10,40 tonnes par PL. Le trafic de véhicules utilitaires légers croîtrait selon une évolution similaire de 8 % entre 2015 et 2028.

Hypothèses d'évolution du parc de véhicules routiers

Les trajectoires d'évolution du mix énergétique et de la performance énergétique pour les parcs de véhicules prises en compte sont les suivantes :

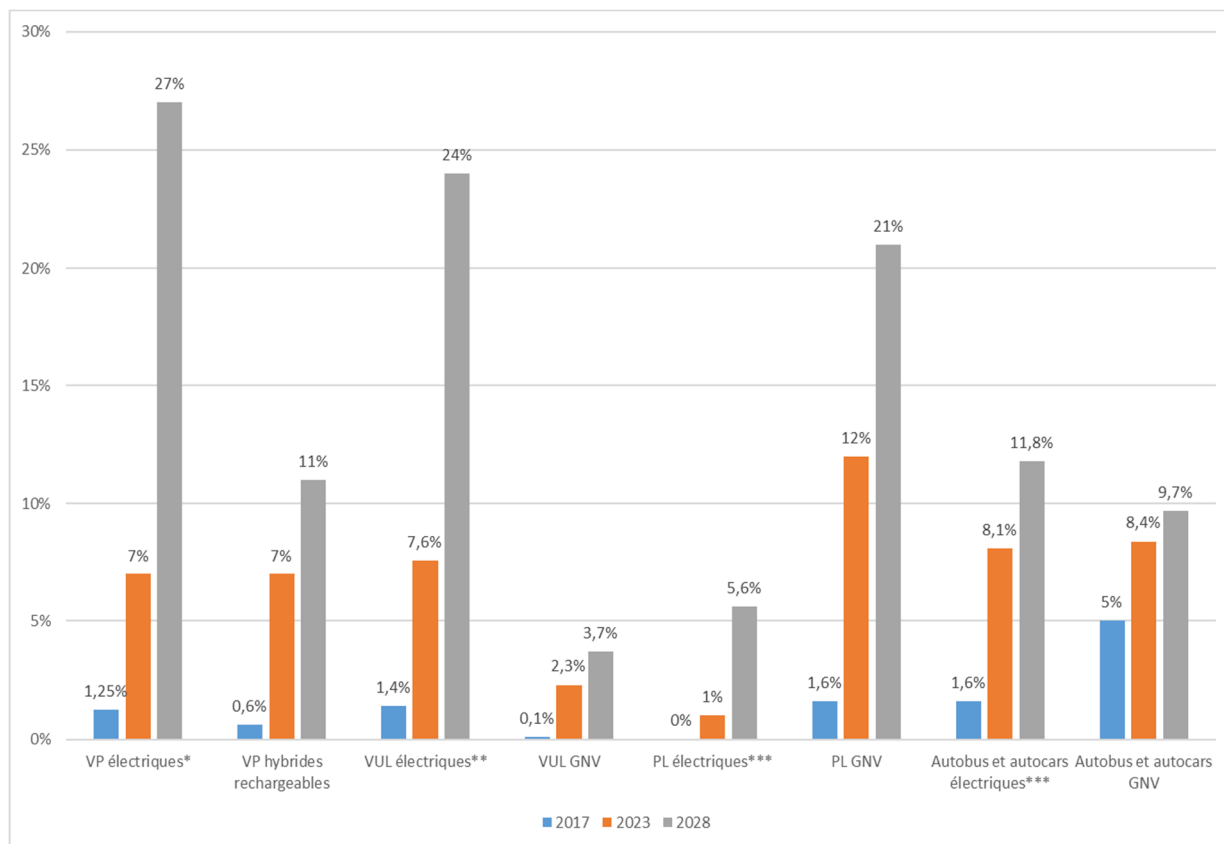


Figure 22 : Évolution des parts de marché des véhicules à faibles émissions au sein des ventes de véhicules neufs

*VP 100 % électriques.

**VUL 100 % électriques, hybrides rechargeables ou à hydrogène.

*** PL et autobus/autocars électriques ou à hydrogène.

Compte-tenu du faible volume d'immatriculations (0,06 % des ventes en 2017), il n'est pas proposé de trajectoire précise quantifiée pour les immatriculations des véhicules roulant au GPL.

Les voitures particulières

Dans le cadre d'une trajectoire de développement continue, et dans une optique de fin des ventes des voitures émettant des gaz à effet de serre en 2040, la part des véhicules électriques et hybrides rechargeables progresse rapidement pour atteindre 38 % des ventes dès 2028. Compte-tenu des temps de renouvellement du parc de véhicules, la part des véhicules électriques et hybrides rechargeables atteindrait ainsi 16,5 % du parc roulant en 2028, soit 4,8 millions de véhicules en circulation à cet horizon.

Les voitures alimentées au GPL représentent 150 000 véhicules au sein du parc roulant. Le GPL assure un gain environnemental substantiel par rapport à l'essence ou au gazole. Il peut permettre une réduction des émissions des flottes de voitures particulières existantes avec peu d'investissement des pouvoirs publics.

Il s'inscrit donc dans les objectifs nationaux et apporte une alternative viable en période de transition du parc de véhicules particuliers vers des véhicules à faibles ou très faibles émissions.

Dans la perspective de la fin de l'usage des véhicules thermiques à l'horizon 2050, la consommation du GPL pourrait ainsi suivre une dynamique similaire à celle de la consommation d'essence.

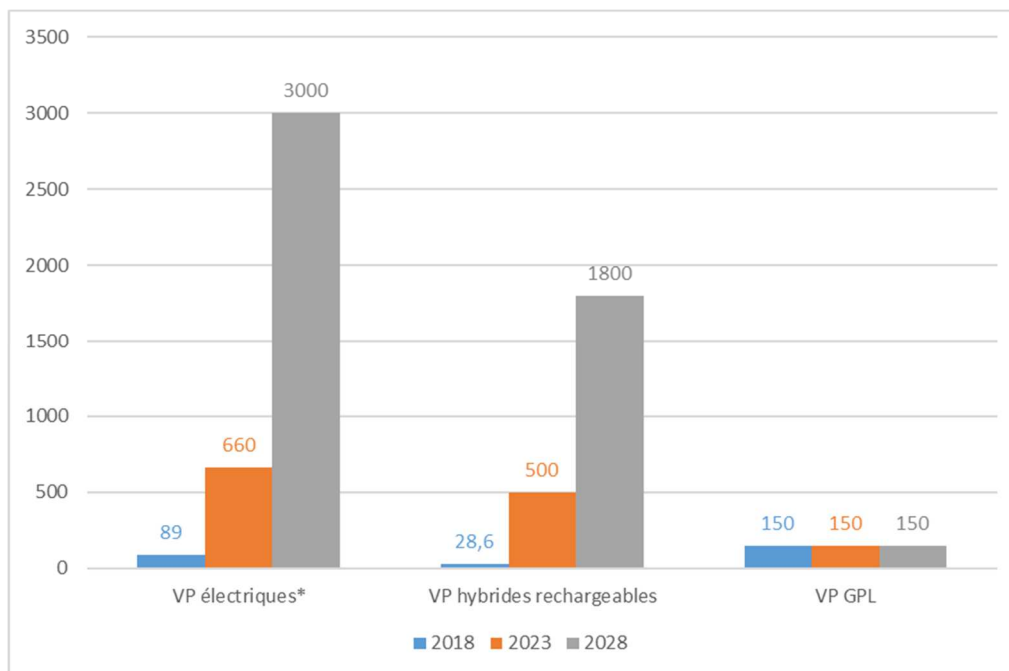


Figure 23 : Évolution du parc de véhicules particuliers en circulation (en milliers de véhicules)

Les véhicules utilitaires légers (VUL)

Les données relatives aux véhicules électriques sont agrégées avec celles relatives aux véhicules hybrides rechargeables (à des horizons de court et moyen termes, dans une approche transitionnelle et afin de soutenir la mobilité propre de tous les secteurs), aux véhicules hydrogène.

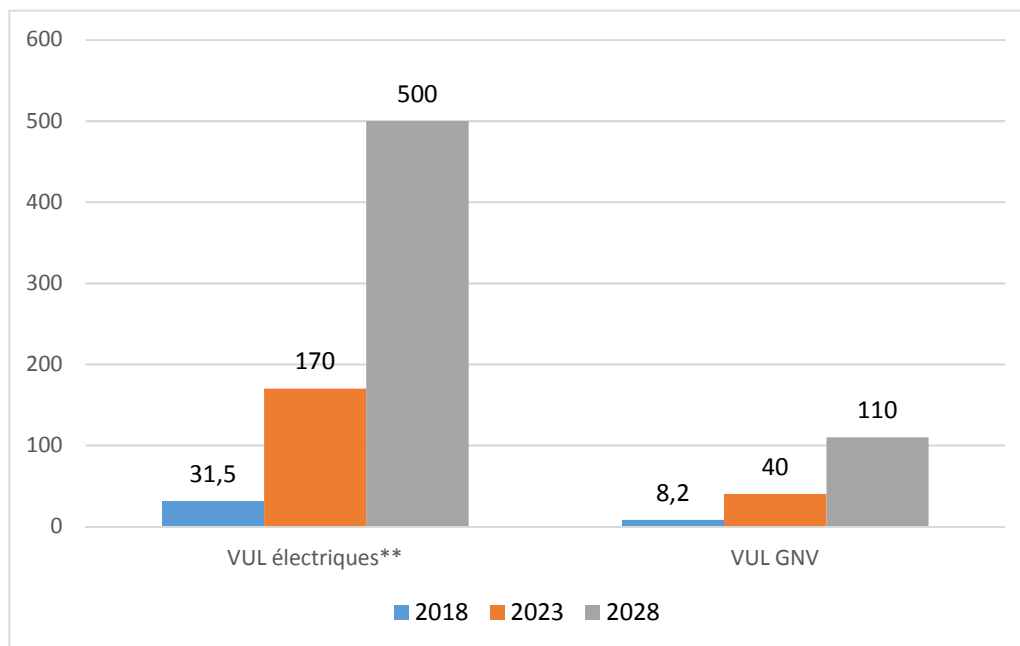


Figure 24 : Évolution du parc de véhicules utilitaires en circulation (en milliers de véhicules)

Les poids lourds

Le développement des poids lourds s'inscrit repose sur :



- une hypothèse de fort développement du GNV au sein du parc de poids lourds : 60 % de poids lourds au GNV au sein des immatriculations en 2050.
- une hypothèse de développement de poids lourds électriques : 30 % des immatriculations des poids lourds en 2050.

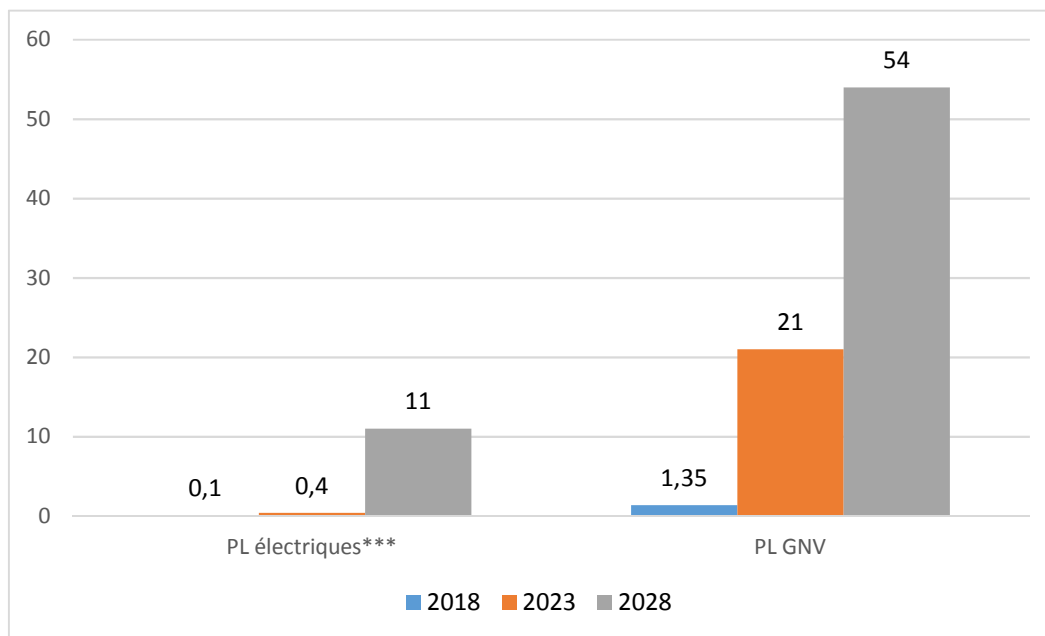


Figure 25 : Évolution du parc de poids lourds en circulation (en milliers de véhicules)

Les autobus et autocars

L'évolution des parts de marché des différentes motorisations au sein des immatriculations des bus et cars intègre l'impact des mesures d'obligation d'achat dans le cadre du renouvellement des flottes de transports publics (décret d'application de janvier 2017 et échéances de mise en œuvre en 2020 et 2025).

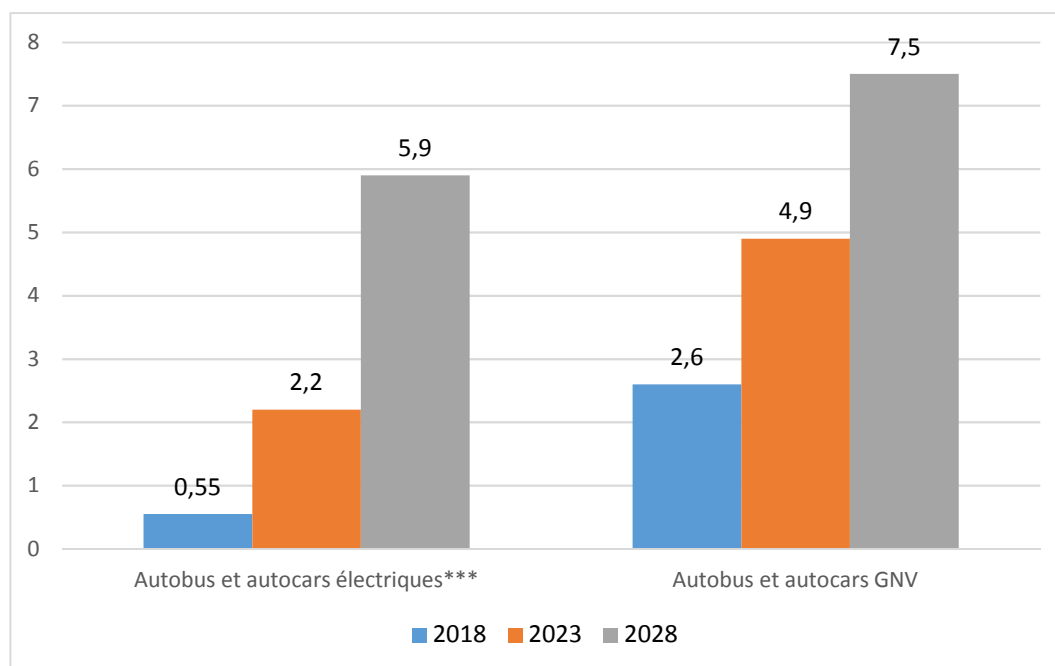


Figure 26 : Évolution du parc d'autobus et autocars en circulation (en milliers de véhicules)



STRATÉGIE DE DÉVELOPPEMENT DE LA MOBILITÉ PROPRE
PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE
 2019-2023 2024-2028

Performance énergétique des véhicules

Afin de s'inscrire dans le cadre de la SNBC, les hypothèses de performance énergétique fixés dans les scénarios sont les suivants :

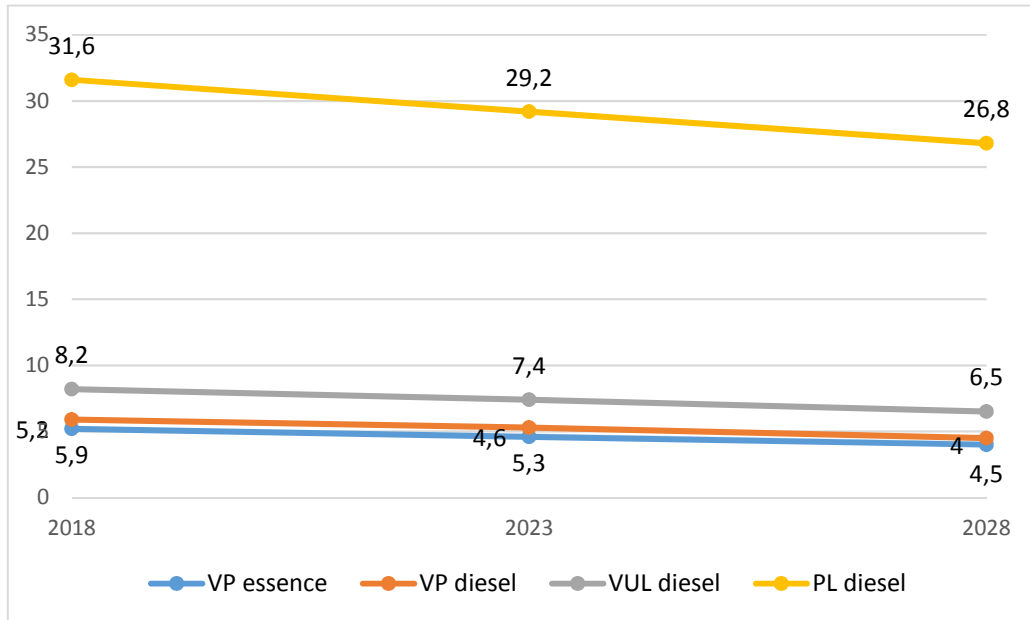


Figure 27 : Évolution de la performance énergétique des véhicules thermiques neufs (l/100km)

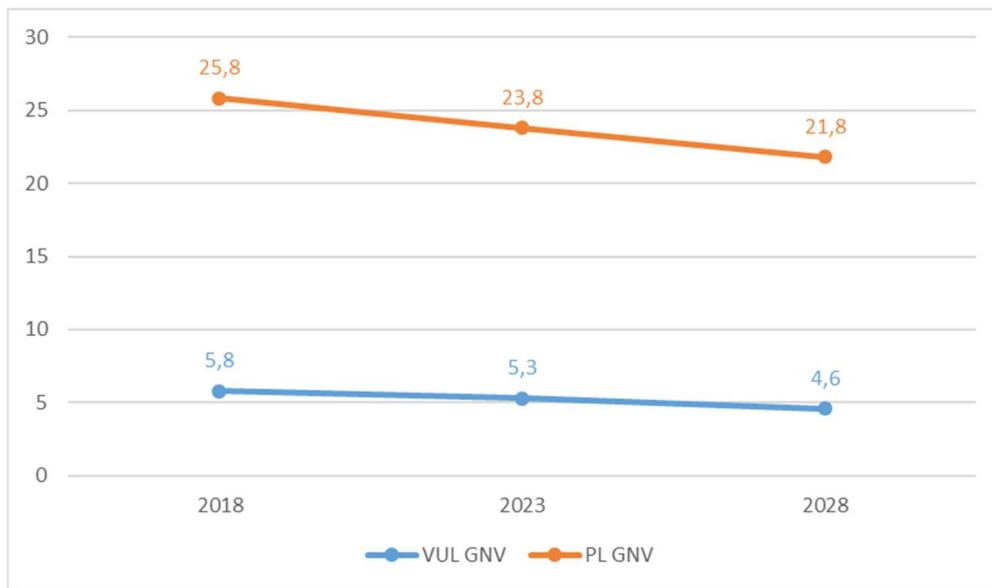


Figure 28 : Évolution de la performance énergétique des véhicules neufs fonctionnant au GNV (kg/100km)

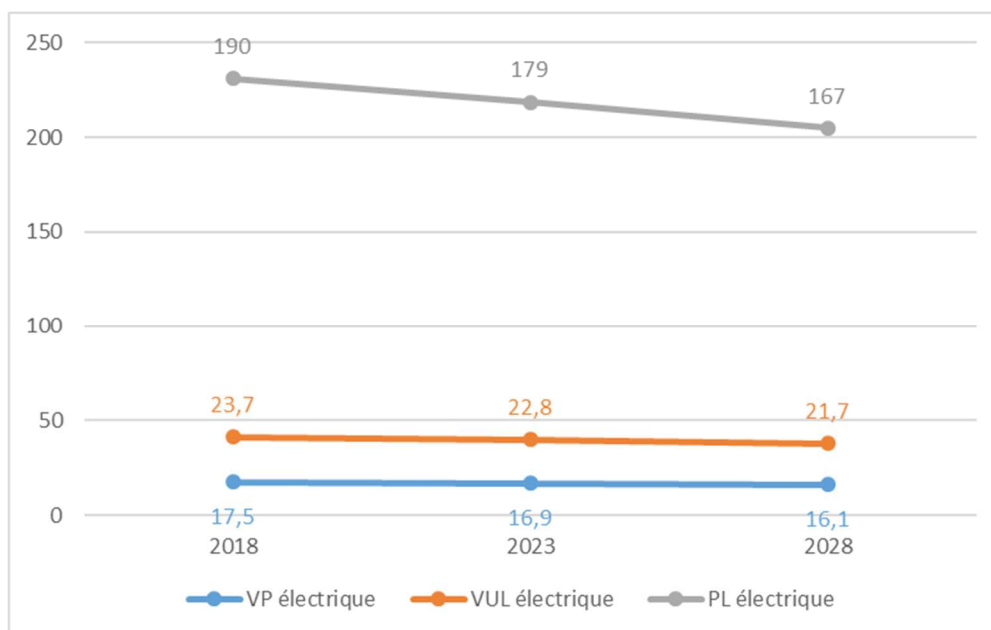


Figure 29 : Évolution de la performance énergétique des véhicules électriques neufs (kWh/100km)

Les principales orientations et mesures prises en compte dans le scénario transports sont ainsi les suivantes :

- l'électrification, plus efficace que les solutions thermiques en termes de rendement énergétique, est privilégiée, en particulier pour les véhicules particuliers (près de 100 % de vente de véhicules électriques particuliers dès 2040) ;
- une orientation vers un mix plus équilibré (gaz renouvelable, électricité, biocarburants) est proposée pour le transport de marchandises.
- une *décarbonation progressive des transports internationaux (aviation et maritime) à l'aide de biocarburants et de biogaz est considérée dans le cadre d'un objectif de 50 % d'incorporation à l'horizon 2050.*
- des efforts importants sont réalisés concernant l'efficacité des véhicules, en particulier les véhicules thermiques.
- La hausse du trafic est canalisée par des actions de maîtrise de hausse de la demande, de report modal et d'optimisation de l'usage des véhicules afin de limiter la demande énergétique.

9.4.2. Résultats de la modélisation

Consommation d'énergie des transports

L'évolution conjointe des trafics, des gains de performance énergétique des véhicules et du mix énergétique conduisent à une réduction des consommations énergétiques du secteur des transports de 16 % d'ici à 2028 ainsi qu'à l'évolution suivante du mix énergétique.

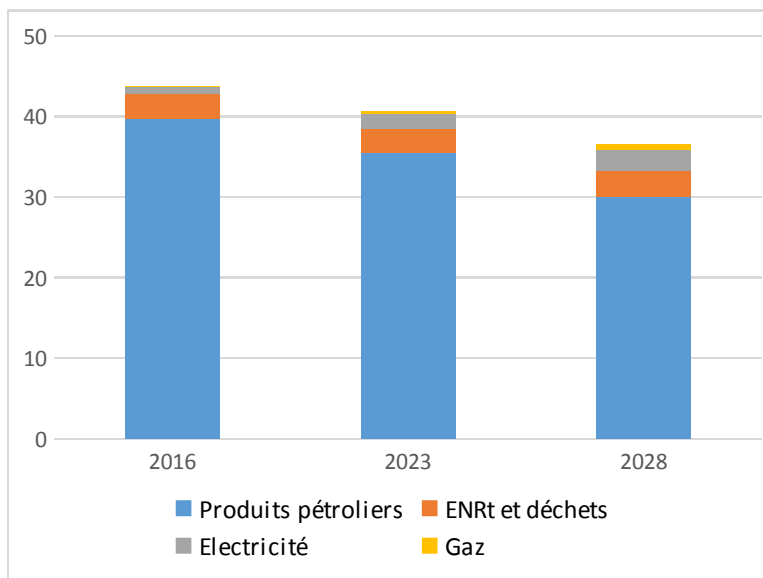


Figure 30 : Prévion de consommation d'énergie en 2023 et 2028 (Mtep)

Les paragraphes suivants précisent l'évolution de la consommation de carburants routiers et l'évolution des carburants alternatifs au sein des carburants routiers.

Consommation énergétique des transports routiers

La consommation d'énergie du secteur des transports routiers devrait atteindre 40,1 Mtep en 2018 et 33,5 Mtep en 2028, soit une réduction de 16,5 %.

La figure ci-dessous présente la courbe d'évolution de consommation énergétique des transports routiers entre 2015 et 2028 qui devrait résulter des mesures mises en œuvre.

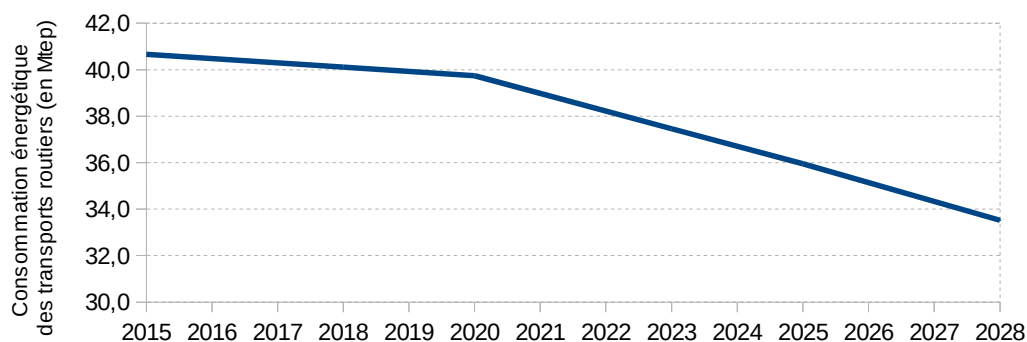


Figure 31 : Évolution de la consommation énergétique des transports routiers de 2015 à 2028 (en Mtep)



STRATÉGIE DE DÉVELOPPEMENT DE LA MOBILITÉ PROPRE
PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE
 2019-2023 2024-2028

Consommation électrique des transports routiers

La figure ci-dessous présente la courbe d'évolution de consommation électrique des transports routiers entre 2015 et 2028 qui devrait résulter des mesures mises en œuvre.

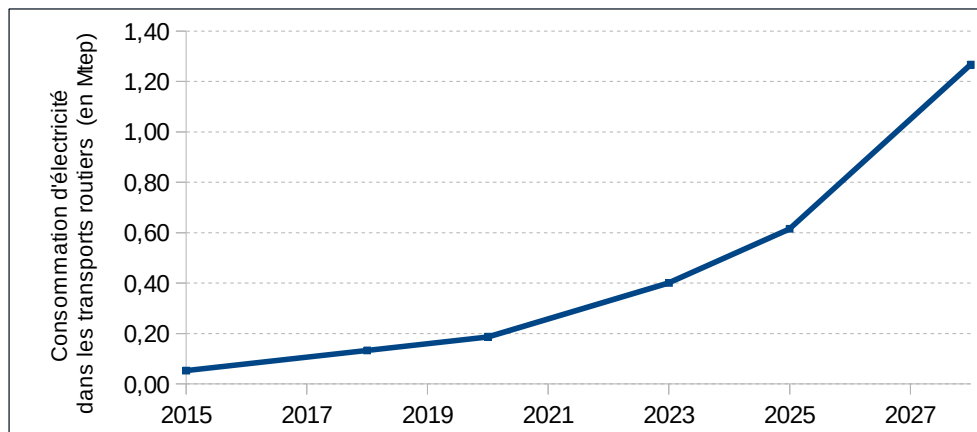


Figure 32 : Évolution de la consommation d'électricité des transports routiers (en Mtep)

Consommation d'énergie des véhicules fonctionnant au gaz (GPL et GNV)

La figure ci-dessous présente la courbe d'évolution de consommation de GNV des transports routiers entre 2015 et 2028 qui devrait résulter des mesures mises en œuvre.

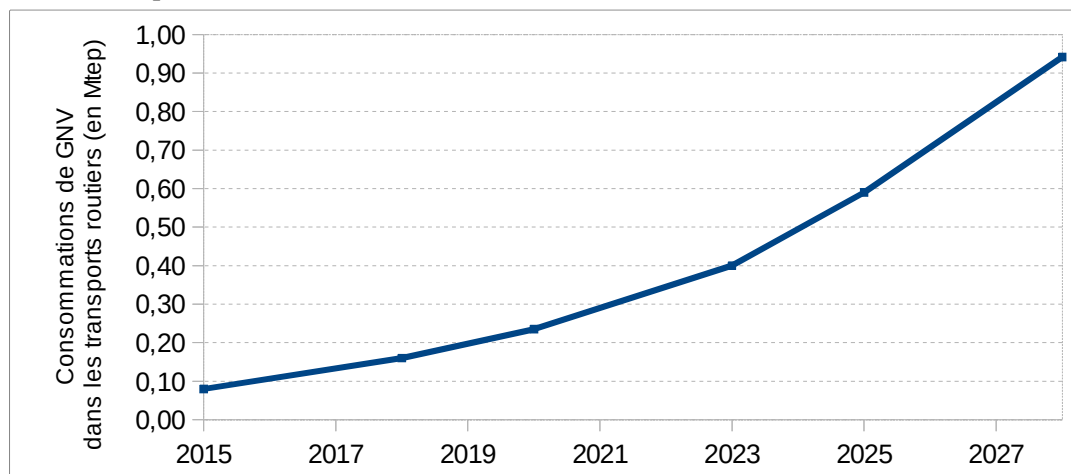


Figure 33 : Évolution de la consommation de GNV des transports routiers de 2015 à 2028 (en Mtep)

La figure ci-dessous présente la courbe d'évolution de consommation de GPL des transports routiers entre 2015 et 2028 qui devrait résulter des mesures mises en œuvre.

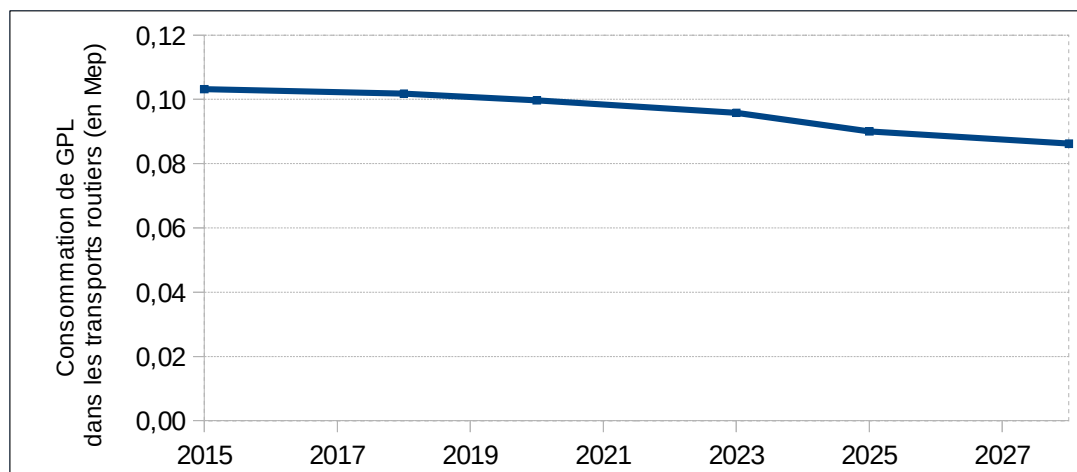


Figure 34 : Évolution de la consommation de GPL des transports routiers de 2015 à 2028 (en Mtep)

Soutes internationales

Les soutes internationales représentent des volumes de consommation énergétique importants (de l'ordre de 7,3 Mtep dont 5,9 Mtep pour le transport aérien et 1,4 Mtep pour le transport maritime).

Le trafic aérien à l'international est supposé continuer à croître à un rythme soutenu jusqu'en 2030 mais serait partiellement compensé par les gains d'efficacité énergétique du transport aérien (-1,50 %/an). La croissance des consommations énergétiques des soutes aériennes internationales est ainsi contenue à 1,5 %/an (avant une stabilisation après 2030).

Les soutes maritimes internationales sont supposées stables pour la décennie à venir, c'est-à-dire que les gains d'efficacité énergétique sont supposés compenser la hausse du trafic. Au-delà, le développement progressif de l'utilisation des énergies décarbonées pourrait permettre des consommations d'énergie neutres en carbone.

Trajectoire d'émissions des GES prévue par la stratégie nationale bas carbone (SNBC)

Cette partie rappelle la trajectoire d'émissions des GES prévue par la stratégie bas carbone, et précise la trajectoire pour le secteur des transports.

Les trois premiers budgets-carbone ont été adoptés par décret en 2015 en même temps que la première Stratégie nationale bas-carbone et portent sur les périodes 2015-2018, 2019-2023 et 2024-2028 (décret n° 2015-1491 du 18 novembre 2015). Tous les 5 ans, un nouveau budget-carbone, le 4^{ème} à venir, est défini lors de la révision de la stratégie. La SNBC donne une répartition par secteur d'activité uniquement à titre indicatif, Pour le secteur des transports, les budgets carbone indicatifs de la première SNBC sont (en jaune dans le tableau ci-dessous) : 127 MtCO₂ pour le premier, 110 MtCO₂ pour le deuxième et 96 MtCO₂ pour le troisième. Le quatrième budget carbone, défini dans le cadre de la révision de la SNBC, correspond au scénario présenté.

Les émissions de CO₂ constatées en 2016-2017 dépassent ce premier budget carbone (137 MtCO₂ en 2017). Dans le cadre de la révision de la SNBC, un scénario révisé a été élaboré avec un double objectif de renforcement de l'ambition de long terme (neutralité carbone en 2050) et de réalisme sur la trajectoire. Les hypothèses du scénario de la SNBC2 conduisent à des projections d'émission plus élevées que le scénario de la SNBC1 sur les trois périodes des premiers budgets carbone. L'objectif d'émissions du 3^{ème} budget carbone (96 MtCO₂) est toutefois atteint à horizon 2030 : la SNBC2 prévoit ainsi un quatrième budget carbone pour la période 2029-2033 de 94 MtCO₂.

Les tableaux et graphiques suivants présentent les émissions du scénario de la SNBC2 ainsi que les budgets carbone pour le secteur des transports et pour l'ensemble des secteurs.



STRATÉGIE DE DÉVELOPPEMENT DE LA MOBILITÉ PROPRE

PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE

2019-2023 2024-2028

	2015-2018	2019-2023	2024-2028	2029-2033
Emissions liées aux transports (scénario)	135	128	112	94
Limites d'émissions fixées aux transports par les budgets carbone (valeur annuelle moyenne)	127	110	96	94

Tableau 10 : Émissions de GES du scénario de la SNBC2 et évolution des budgets carbone pour les transports. Sont indiqués en jaune les budgets de la SNBC1. Le premier budget (BC1) du scénario est calculé sur la base des émissions constatées (2015 et 2016) et prévues.

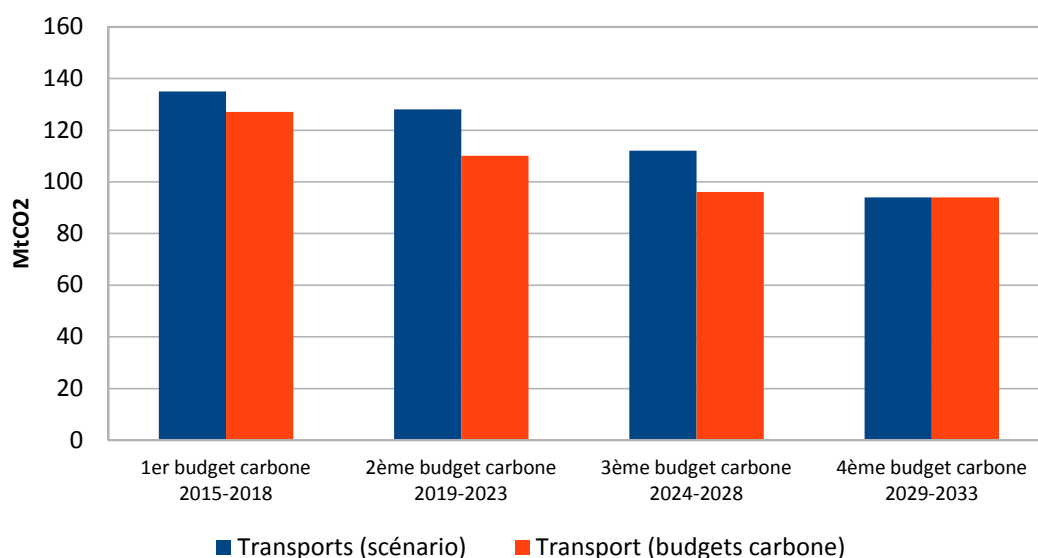


Figure 35 : Émissions de GES du scénario de la SNBC2 et évolution des budgets carbone pour les transports

Les budgets carbone de l'ensemble des secteurs sont présentés ci-dessous.

	2015-2018	2019-2023	2024-2028	2029-2033
Emissions liées aux transports (scénario)	458	422	357	299
Limites d'émissions fixées aux transports par les budgets carbone (valeur annuelle moyenne)	440	398	357	299

Tableau 11: Émissions de GES du scénario de la SNBC2 et évolution des budgets carbone pour l'ensemble des secteurs sont indiqués en jaune les budgets de la SNBC1. Le premier budget (BC1) du scénario est calculé sur la base des émissions constatées (2015 et 2016) et prévues.

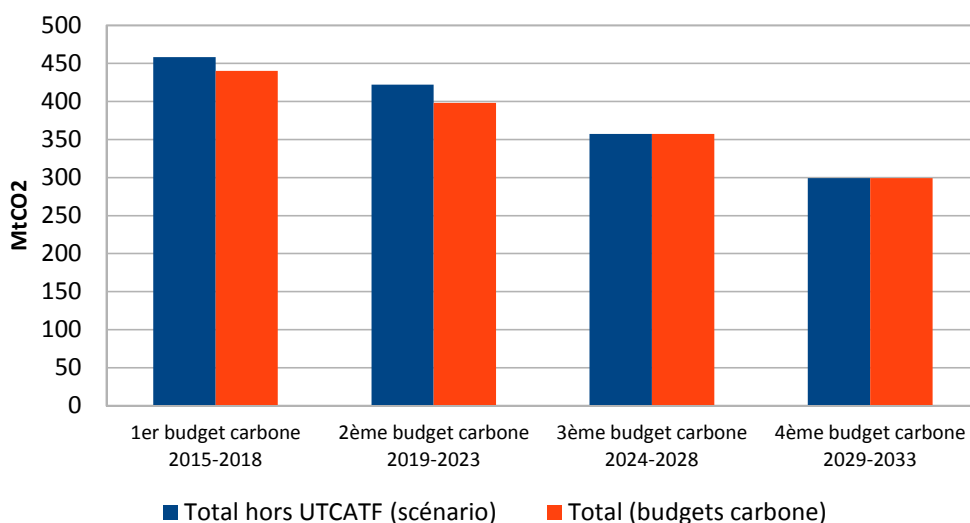


Figure 36 : Émissions de GES du scénario de la SNBC2 et évolution des budgets carbone pour l'ensemble des secteurs

9.4.3. Éléments sur l'offre de carburants alternatifs

Réseaux de recharge électrique

Il faut développer le réseau de recharge des véhicules électriques tout en veillant à la bonne intégration des véhicules au réseau de distribution d'énergie. Le réseau de recharges publiques des véhicules électriques est aujourd'hui suffisant au vu du nombre de véhicules en circulation. Néanmoins, il pourrait se révéler sous-dimensionné si les ventes de véhicules électriques évoluaient conformément aux objectifs. Il est donc nécessaire de poursuivre les efforts entrepris sur les bornes de recharge publiques.

Afin de dimensionner les besoins, la Directive européenne 2014/94/UE du 22 octobre 2014 fixe un ratio indicatif d'une borne publique pour dix véhicules électriques, soit un ensemble de 100 000 bornes de recharge publique en 2022 si la filière atteint ses objectifs. Ce ratio doit cependant être adapté selon le contexte. La fiche en Annexe 3 vise à proposer une évaluation de la demande en bornes de recharge d'une puissance de 7 kW et d'une puissance de 22 kW en fonction de la localisation géographique, cette approche permettant notamment d'identifier les zones où les besoins sont les plus importants. Les résultats de cette simulation montrent que 2,2 millions de bornes de recharge sont nécessaires, à terme, pour couvrir les besoins de l'ensemble des véhicules (hors recharge puissance modérée), ce qui correspond à un ratio de 6,5 bornes pour 100 véhicules, soit une borne pour 15 véhicules. Cela inclut 0,8 bornes pour 100 véhicules pour la recharge d'une puissance de 22 kW/de forte puissance. Or cette répartition n'est pas uniforme sur l'ensemble du territoire. Les besoins en recharge publique sont plus importants dans les zones urbaines denses, où le nombre de places de parkings privées est réduit. Ces zones urbaines constituent également l'un des domaines de pertinence du véhicule électrique. Il est donc nécessaire de prévoir un réseau de recharge publique dense. Dans les milieux ruraux, la dispersion de l'habitat facilite l'installation de bornes à domicile et les besoins en recharge publique visent essentiellement à assurer une couverture géographique. Enfin, un réseau de bornes de recharge d'une puissance de 22 kW va devoir être développé le long des grands axes, à intervalles réguliers, de manière à permettre la circulation des véhicules électriques pour les longs trajets. Ce réseau doit être suffisamment dimensionné pour absorber les pointes saisonnières.



Réseaux de distribution de gaz

Gaz naturel véhicules

La France est le premier réseau de stations GNV pour poids lourds en Europe. Le développement des stations de GNV se fait en lien avec celui du biométhane dans un souci de mobilité européenne. Le manque de stations de ravitaillement pour le gaz naturel est actuellement le principal frein à l'adoption de ce mode de propulsion par les transporteurs routiers. Le nombre de stations devra être dimensionné de manière à assurer la couverture des grands axes routiers, ainsi qu'une couverture géographique, qui peut être défini comme une distance ou un temps de trajet maximal pour rejoindre la station la plus proche. Le Cadre d'action national pour les carburants alternatifs a donné des premières lignes directrices de développement, il s'agit aujourd'hui d'avoir une vision plus ambitieuse.

La fiche en *Annexe 4* vise à dimensionner le réseau de stations GNV aux horizons de la SDMP, offrant un maillage efficace du territoire permettant de répondre à la demande énergétique sans files d'attente déraisonnables dans les stations tout en respectant un seuil de rentabilité de la station. Pour respecter les objectifs énergétiques de la présente SDMP, on estime à 138 et 326 le nombre minimal de stations nécessaires en 2023 et 2028 respectivement. De plus, on estime à 367 et 845 le nombre maximal de stations rentables en 2023 et 2028 respectivement.

Gaz de pétrole liquéfié

La consommation de GPL dans le monde et en Europe est en forte croissance. La France montre une consommation très stable. Le réseau européen a un maillage dense. La France est un des seuls pays européens où le réseau a légèrement diminué ces 10 dernières années. Le réseau est en place et n'a pas besoin d'investissement de la part des acteurs publics. Il n'est pourtant utilisé qu'à 25 % de sa rentabilité économique. Il existe un potentiel pour le développement du marché et le réseau est prêt à accueillir le bio-GPL.

Hydrogène

Le développement des stations de recharge hydrogène se poursuivra selon la logique dite des « flottes captives », qui consiste à aider au déploiement de stations à proximité des acteurs qui font le choix de l'hydrogène. Ainsi, le plan de déploiement de l'hydrogène vise à déployer des écosystèmes territoriaux de mobilité hydrogène sur la base notamment de flottes de véhicules professionnels :

- 5 000 véhicules utilitaires légers et 200 véhicules lourds (bus, camions, TER, bateaux) ainsi que la construction de 100 stations, alimentées en hydrogène produit localement à l'horizon 2023,
- de 20 000 à 50 000 véhicules utilitaires légers, 800 à 2000 véhicules lourds et de 400 à 1000 stations à l'horizon 2028.

9.4.4. Trajectoires à plus long terme

Objectif 2040 : fin de vente des voitures émettant des gaz à effet de serre

Pour atteindre l'objectif de fin de vente des voitures émettant des gaz à effet de serre en 2040, il sera nécessaire de poursuivre les politiques incitant le recours aux véhicules décarbonés ainsi que d'augmenter progressivement la fiscalité sur les carburants carbonés (contribution climat énergie).

Ruptures possibles

Sous l'impulsion des avancées technologiques, des mutations des systèmes de gouvernance, des changements comportementaux de la part des individus et des modifications réglementaires, de nouvelles pratiques de mobilités émergent et différents types de ruptures pourraient apparaître :

- ruptures technologiques, portant sur des changements dans le type de technologies utilisées telles que



l'émergence des véhicules autonomes pour le transport de voyageurs ou celle des drones pour les livraisons de marchandises ;

- ruptures organisationnelles, qui concernent la politique de transport, la gestion des trafics, l'organisation des activités, la logistique ;
- ruptures comportementales, portant sur une modification des préférences des individus et des acteurs économiques ;
- modifications réglementaires.

Elles peuvent concerner directement le secteur des transports ou l'impacter par une modification importante de la demande en services de transports. Le développement de la mobilité servicielle utilisant des véhicules autonomes au détriment des services de bus pourrait en effet amener la part modale des véhicules particuliers ainsi que leur taux de remplissage à croître.

9.5. Orientations pour le développement des mobilités propres

L'objectif de la neutralité carbone oblige à une ambition très forte sur la demande énergétique du secteur, nécessitant des efforts accrus d'efficacité énergétique.

Il implique une décarbonation quasi-complète¹³⁶ du secteur des transports terrestres, fluviaux et maritimes domestiques¹³⁷, soit par passage à des motorisations électriques, soit par passage aux carburants alternatifs décarbonés (en analyse du cycle de vie). Une part de carburants non biosourcés serait toutefois encore nécessaire à l'horizon 2050 pour l'aérien et les soutes maritimes internationales. La transformation du parc de véhicules est donc nécessaire, ainsi que le développement des infrastructures de recharge électrique et de distribution de gaz renouvelables (biogaz, hydrogène...). Toutefois ces deux chantiers ne constituent qu'un volet de la transition du secteur. En effet, pour contenir les impacts sur la demande en énergie décarbonée, des progrès très substantiels en matière d'efficacité et de sobriété énergétique sont aussi nécessaires.

Il est donc impératif de mobiliser conjointement les cinq grands leviers suivants :

- décarbonation de l'énergie consommée par les véhicules ;
- performance énergétique des véhicules ;
- maîtrise de la croissance de la demande (pour le transport de voyageurs et de marchandises) ;
- report modal (pour le transport de voyageurs et de marchandises) vers les modes les plus économes en énergie et les moins émetteurs ;
- optimisation de l'utilisation des véhicules (pour le transport de voyageurs et de marchandises).

Les évolutions du secteur en termes tant de demande de mobilité, que de choix modaux et de renouvellement et reconversion des flottes des véhicules sont guidées par :

- la mise en place de signaux prix incitatifs tout en veillant à assurer l'accès à la mobilité pour tous les citoyens et ce dans tous les territoires ;
- les politiques territoriales d'aménagement et de planification ;
- l'effectivité des réglementations européennes et nationales sur la qualité de l'air et les véhicules ;

136. La décarbonation n'est que « quasi-complète » même sur la seule phase d'usage, compte-tenu des fuites résiduelles « incompressibles » de gaz (gaz fluorés, gaz renouvelables).

137. La France se fixe l'objectif programmatique de viser la neutralité carbone sur les segments de flotte captive qui sont la flotte d'État, la flottille portuaire et la flotte de plaisance. L'État s'engage également à mettre en place les infrastructures de ravitaillement et les mesures nécessaires à assurer une couverture complète de la demande en carburants maritimes décarbonés pour les trafics entre les ports français]



- une exigence accrue des consommateurs ;
- la maîtrise de la croissance de la demande de mobilité ;
- des politiques de soutien aux modes de déplacements alternatifs actifs et collectifs et au développement des filières alternatives (visant à la fois les réseaux, les infrastructures, et les véhicules) et d'accompagnement des entreprises dans la mise en place d'initiatives ambitieuses ;
- des mesures de gestion des trafics à l'échelle des territoires, des politiques d'accompagnement des nouvelles mobilités.

Tous ces leviers sont à actionner ensemble : pour les transports terrestres et fluviaux, la présente stratégie de développement de la mobilité propre prend en compte l'ensemble de ces exigences et détaille les évolutions nécessaires en matière de développement des véhicules à faibles émissions et de déploiement des infrastructures d'avitaillement, d'amélioration de l'efficacité énergétique du parc de véhicules en prenant en compte les rendements spécifiques de chaque motorisation et les dynamiques de renouvellement du parc, de report modal pour le fret et les voyageurs, de développement des modes de transports collectifs et collaboratifs, notamment l'auto-partage ou le covoiturage, d'augmentation du taux de remplissage des véhicules de transport de marchandises et de maîtrise de la hausse de la demande de transport à la fois pour le fret et les voyageurs.

Pour les transports aériens, les leviers pour une décarbonation sont bien moindres, tant ces secteurs économiques essentiels dépendent de carburants difficilement substituables à ce stade par des énergies plus propres. Ainsi, les gains en termes d'efficacité énergétique des avions ne suffisent pas à compenser la croissance prévue du trafic : une très forte substitution de la part de carburant biosourcé à celle du fossile est donc nécessaire (biocarburants durables pour l'aviation ; gaz renouvelable).

Pour les transports maritimes, les leviers reposent beaucoup sur des évolutions en matière de propulsion. En effet, si les technologies propres, telles que l'hydrogène ou l'électrique, existent, elles ne sont pas réellement utilisables aujourd'hui par le secteur en raison des puissances insuffisantes. Les grands navires nécessitent ainsi des puissances très élevées pour les piles à combustibles et du stockage électrique de très forte puissance. A cet égard, les progrès technologiques pourraient être relativement rapides, ce qui permettra alors des ruptures fortes en matière de propulsion. La disponibilité de l'hydrogène en grande quantité sera évidemment essentielle.

Pour les transports maritimes domestiques, en complément des gains d'efficacité énergétique, l'atteinte de l'objectif de neutralité carbone doit être recherchée 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...).

Les orientations et actions de la stratégie de développement des mobilités propres sont le fruit des Assises nationales de la mobilité et du projet de Loi d'orientation des mobilités issu de cette démarche d'écoute et de co-construction. Menée du 19 septembre au 13 décembre 2017, elle s'est construite pour associer largement les citoyens, les acteurs de la mobilité, les entreprises, les experts, les élus, les territoires, les Organisations Non Gouvernementales (ONG) et les syndicats. Les Assises nationales de la mobilité ont notamment permis de travailler sur six thèmes correspondant aux grands défis à relever :

- environnement : des mobilités plus propres ;
- numérique : des mobilités plus connectées ;
- fractures sociales et territoriales : des mobilités plus solidaires ;
- cohérence et complémentarité des modes : des mobilités plus intermodales ;
- sécurité et sûreté : des mobilités plus sûres ;
- gouvernance et financement : des mobilités plus soutenables.

Les Assises nationales ont été consacrées aux mobilités des voyageurs et à la logistique de proximité, mais des démarches de concertation complémentaires ont été engagées à l'automne 2017, notamment au Conseil



d'orientation des infrastructures (COI) en charge d'étudier les financements des grands projets – axes interurbains, nœuds ferroviaires et routiers, grandes infrastructures pour le fret – et d'émettre des recommandations pour la loi de programmation des infrastructures. Le fruit de ces travaux est le socle de la future loi d'orientation des mobilités. Dans le transport ferroviaire, le Gouvernement a mis en place en 2018 une nouvelle organisation du système ferroviaire français, au travers de la loi pour un nouveau pacte ferroviaire. Le Gouvernement souhaite également redonner des perspectives au fret ferroviaire, auxquelles contribue cette réforme, à travers l'effort sans précédent réalisé en matière d'investissements sur le réseau et par la volonté de rendre la SNCF plus efficace et compétitive. Le plan pour la relance du fret ferroviaire devrait soutenir le transport combiné, remettre à plat les péages ferroviaires qui par leur hausse soutenue (9 % à 11% par an) asphyxient les entreprises de fret, investir dans les voies fret et améliorer le service rendu par SNCF Réseau. Le 22 novembre 2018, Benoît Simian, député de la Gironde, a remis un rapport parlementaire consacré au verdissement du parc ferroviaire à Elisabeth Borne, Ministre chargée des Transports. Afin d'accélérer la transition énergétique du transport ferroviaire, le Gouvernement souhaite préparer le verdissement du parc ferroviaire en envisageant le remplacement des matériels roulants (locomotives, trains automoteurs, engins de manœuvre ou de chantier, etc.) les plus polluants dans les meilleurs délais afin d'atteindre l'objectif d'une neutralité carbone en 2050. Il porte ainsi la conviction que l'énergie hydrogène sera un vecteur incontournable pour réussir cette transition.

Des démarches sont en cours dans le transport de marchandises et la logistique. Le transport maritime a pu tirer profit des Assises de l'économie de la mer en novembre 2017 et le secteur aérien a entamé sa démarche de concertation en mars 2018 lors du lancement des Assises nationales du transport aérien.

Le Plan vélo et mobilités actives, l'engagement pour le déploiement de zones à faibles émissions, ou les objectifs fixés dans le cadre du comité stratégique de filière automobile sont d'autres illustrations de cette démarche de construction de la stratégie avec les acteurs.

9.5.1. Permettre à tous les territoires de bénéficier de services de mobilités alternatifs à l'usage individuel de la voiture et libérer l'innovation

L'affirmation du droit à la mobilité se traduit par la recherche d'une couverture égalitaire du territoire par des infrastructures et des services de mobilité, notamment en renforçant l'organisation des dessertes par des réseaux de transport collectif ou des solutions de mobilité adaptées aux faibles densités de certains territoires. Il implique également une vigilance forte et constante sur les enjeux d'accessibilité de ces services, notamment pour les personnes en situation de handicap ou à mobilité réduite mais aussi pour les personnes en situation de vulnérabilité économique, sociale et énergétique qui peuvent nécessiter des dispositifs d'accompagnement particuliers.

Par ailleurs, chaque territoire ayant des caractéristiques spécifiques, l'innovation à travers l'expérimentation de nouvelles solutions de mobilité est essentielle et doit sans cesse être encouragée pour faciliter le développement de services accessibles à chacun et accélérer la réduction de l'usage de la voiture individuelle.

Rendre la mobilité propre accessible à tous

Enjeux et orientations générales

La lutte contre l'enclavement des territoires par la mobilité est un enjeu atteignable en assurant la desserte des zones rurales par des services de qualité, notamment en s'appuyant sur les nouvelles mobilités propres et partagées. Si l'objectif doit être le même pour tous et partout, une progressivité dans l'atteinte de cet objectif est nécessaire afin de tenir compte des spécificités des territoires et des publics plus vulnérables, notamment en prenant en considération les cycles de renouvellement des véhicules, les capacités contributives des territoires ou ménages ou l'offre de mobilité effectivement disponible. Des moyens spécifiques doivent être



consacrés aux publics fragiles et isolés – en situation de vulnérabilité économique ou sociale – pour faciliter leur inclusion sociale par la mobilité et éviter un développement des mobilités propres à deux vitesses.

La mobilité propre repose, y compris dans les territoires moins denses et pour les publics fragiles, sur la préférence donnée aux mobilités actives, aux véhicules propres et partagés dans leur usage, et plus globalement à l'ensemble des solutions alternatives à l'autosolisme dans un véhicule polluant et coûteux.

Intentions de l'État en matière de mobilité propre – propositions législatives, dont propositions du projet de loi d'orientation des mobilités

- Encourager l'exercice effectif de la compétence mobilité à la bonne échelle et en tout point du territoire, soit par le niveau intercommunal, soit par le niveau régional.
- Adapter les missions des autorités organisatrices de la mobilité (AOM), afin de faciliter l'exercice effectif de la compétence mobilité en milieu peu dense.
- Renforcer les compétences des AOMS et des Régions en élargissant leur palette d'actions et de services pour conduire une politique de mobilité durable et solidaire.
- Sécuriser les ressources des AOMS (versement transport devient versement mobilité) pour l'exercice de l'ensemble de leur politique de mobilité notamment lorsqu'elles concourent au développement des mobilités actives et partagées ou développent des aides à la mobilité pour des publics vulnérables. Permettre aux métropoles de financer un surcroît de desserte ferroviaire régionale de voyageurs ou de service en gare.
- Renforcer, dans le cadre du chef de filat de la Région, la coopération entre les autorités organisatrices de la mobilité sous le pilotage de la Région afin d'assurer pour les citoyens une continuité territoriale dans leur mobilité quotidienne.
- Renforcer la place des employeurs et des usagers dans la gouvernance des mobilités par la création par les AOM et AOM régionales de « comités des partenaires » qui devront être consultés avant toute évolution substantielle de la politique de mobilité, afin de créer les conditions d'un dialogue permanent entre les différentes parties prenantes d'un territoire.
- Assurer une politique de mobilité plus solidaire en particulier auprès des publics les plus vulnérables en permettant aux AOM d'organiser par elles-mêmes ou de contribuer au financement de services de mobilité à caractère social, mais aussi de verser des aides individuelles à la mobilité, afin de faciliter l'accompagnement individualisé des personnes fragiles notamment dans l'accès à l'emploi et la formation.
- Renforcer la coopération entre les différents partenaires publics de la mobilité, du social et de l'emploi-insertion pour mettre en place des actions d'accompagnement et de soutien pour les publics fragiles.
- Faciliter l'accès aux transports collectifs des personnes handicapées par la mise en place d'une tarification sociale pour leurs accompagnateurs et par la collecte de données harmonisées et interopérables en matière d'accessibilité des services réguliers de transport public et de cheminement piétonnier.
- Garantir l'accessibilité aux personnes à mobilité réduite des places pré-équipées ou équipées de bornes de recharge pour véhicules électriques en voirie.

Autres mesures que le gouvernement engagera dans la période 2019-2023

- Renouveler et déployer un programme « Certificats d'économie d'énergie » centré sur l'accompagnement vers la mobilité durable des territoires enclavés et publics en situation de vulnérabilité économique ou sociale.



STRATÉGIE DE DÉVELOPPEMENT DE LA MOBILITÉ PROPRE

PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE

2019-2023 2024-2028

- Intégrer systématiquement la fonction de conseil à la mobilité dans le panier de services offerts par les Maisons de service au public.
- Sensibiliser aux usages de la mobilité dès le plus jeune âge et tout au long de la vie :
 - Inclure dans les programmes scolaires des modules spécifiques à la mobilité durable : apprentissage du vélo, promotion de la marche, usage et connaissance des offres (transport collectif, autopartage, covoiturage), règles d'usage de l'espace public, lecture d'un plan de réseau de transports en commun, utilisation des applications ;
 - Développer des plans de mobilité scolaire pour mettre en œuvre des mobilités plus propres dans le cadre des déplacements (pédibus, vélobus, covoiturage, sécurisation des accès,...)
 - Adapter le Brevet de sécurité routière et le passage du code pour sensibiliser sur l'ensemble des services de mobilité existants et les règles d'usage de l'espace public.

Faciliter l'expérimentation et le déploiement sur tout le territoire de nouvelles solutions de mobilité

Enjeux et orientations générales

Il est indispensable de libérer et de soutenir l'innovation en adaptant le cadre réglementaire pour le rendre plus souple et réactif face aux transformations actuelles. Ceci passe notamment par une revue des règles relatives aux expérimentations, un meilleur partage de l'information via une plateforme et aussi par une plus grande liberté notamment de la puissance publique de s'engager dans des projets innovants.

Intentions de l'État en matière de mobilité propre – propositions législatives, dont propositions du projet de loi d'orientation des mobilités

- Construire le cadre permettant la circulation sur la voie publique des véhicules hautement automatisés d'ici 2020 à 2022.
- Permettre la navigation d'engins flottants et navires autonomes ou commandés à distance.
- Réguler les nouveaux services de mobilité (*free floating*, cyclomoteurs et cycles à pédalage assisté, scooters électriques, trottinettes, voitures en libre-service, etc.).

Autres mesures que le gouvernement engagera dans la période 2019-2023

- Accompagner les collectivités pour développer des solutions de mobilité innovantes et plus propres grâce au financement des projets par la DSIL (500 M€ de dotation de Soutien à l'Investissement Local dédiés à la mobilité) et à la facilitation des expérimentations et de l'achat public innovant grâce à la démarche French Mobility ;
- Accélérer et amplifier les projets de création d'axes cyclables dans les collectivités avec le fond national « mobilités actives » (350 M€ sur 7 ans) ;
- Conduire des expérimentations à grande échelle de véhicules autonomes à partir de 2019, en lien avec les régions.
- Réaliser des études prospectives sur de nouveaux schémas de mobilité d'ici fin 2020, en partenariat avec les collectivités territoriales, pour répondre aux besoins croissants de mobilité en s'appuyant sur l'avancée des technologies.
- Lancer un appel à expérimentations sur le champ de la mobilité.
- Soutenir la création d'un consortium « Logistique et transport routier de marchandises » en vue de tester une blockchain pilote dédiée à la gestion et la sécurisation des données et contrats de la chaîne logistique.



9.5.2. Maîtriser la demande de mobilité

Afin de maîtriser la hausse de la demande de transport, il faut maintenir la mise en place de dispositifs incitatifs:

- utiliser des signaux de prix favorisant les mobilités les moins carbonées;
- favoriser l'internalisation des coûts externes (climatiques, environnementaux, sanitaires, d'usage) et faire payer le juste prix au mode routier, à la fois sur les longues distances et en milieu urbain;
- porter l'harmonisation des taux de taxation sur les carburants au niveau européen.

Il est utile également de mettre en place des mesures de gestion des trafics locaux, soutien aux mobilités actives et partagées ainsi qu'aux nouvelles formes de travail, à l'économie circulaire et aux circuits courts.

Optimiser les déplacements

Enjeux et orientations générales

La transition écologique des mobilités ne peut être réalisée sans maîtriser l'augmentation continue de la demande de transports et par conséquent enrayer l'étalement urbain qui consomme beaucoup de ressources naturelles et entraîne la multiplication des déplacements.

Les politiques d'urbanisation traduites dans les documents de planification sous maîtrise d'ouvrage des collectivités territoriales ont un fort impact sur la consommation d'espaces mais également sur la sollicitation des ressources naturelles et sur les émissions de gaz à effet de serre.

Le législateur a donc renforcé à plusieurs reprises depuis la loi Grenelle, et plus récemment dans la loi ALUR, les mesures en faveur d'une réduction de l'artificialisation des sols.

L'État encourage donc les collectivités à promouvoir une gestion économe de l'espace, à réduire sa consommation d'espaces naturels, agricoles et forestiers, à avoir des pratiques d'aménagement durables (nature en ville, logements économes en termes d'énergie ...) et à privilégier son développement aux abords des transports en commun. Il fait également la promotion de la ville qui se recycle sur elle-même (reconversion de friches, remise sur le marché de logements vacants, réemploi de matériaux de déconstruction...) et accompagne les collectivités avec des professionnels du portage foncier via les Établissements Publics Fonciers (nationaux et locaux).

Afin de réduire les mobilités et de renforcer l'attractivité des territoires en déshérence, l'Etat aide certaines collectivités à réinvestir le commerce vacant des centres-villes notamment par différents dispositifs (aides à l'ingénierie, partage d'expériences...).

De plus, la loi ELAN offre plusieurs mesures pour conforter le commerce de centre-ville et réduire les implantations commerciales de périphérie.

Intentions de l'État en matière de mobilité propre – propositions législatives, dont propositions du projet de loi d'orientation des mobilités

- Transformer les plans de déplacements urbains (PDU) en plans de mobilité (PDM).
- Renforcer les PDM en tenant compte des besoins en matière de mobilité active et partagée, de mobilité inclusive, ainsi que des mesures qui permettent de limiter l'étalement urbain et coordonner les mobilités scolaires.
- Faciliter la mise en œuvre de politique de stationnement et de circulation au service d'une mobilité plus propre en permettant d'actualiser de manière plus souple le PDM.
- Permettre aux AOM d'élaborer des plans de mobilité rurale dans les territoires à faible densité démographique.



Autres mesures que le gouvernement engagera dans la période 2019-2023

- Poursuivre l'étude des outils à destination des collectivités locales, afin de calculer les impacts des choix d'urbanisation sur les déplacements. En effet, le coût de l'étalement urbain est peu connu des citoyens comme des collectivités tant en termes d'investissement, de coût de gestion et d'impact environnemental, et ce à différentes échelles de temps.
- Poursuivre les études sur l'impact du télétravail sur la demande de mobilité afin de le promouvoir au mieux pour maîtriser la demande.
- Accompagner les collectivités dans leur démarche d'accompagnement des citoyens pour limiter les déplacements individuels qui peuvent être évités

Favoriser les comportements plus vertueux et prendre en compte les enjeux de transports dans ses choix de consommation

Enjeux et orientations générales

Favoriser l'apparition de comportements plus vertueux et accompagner les transitions conduira à une réduction des déplacements et/ou de leurs impacts environnementaux.

L'e-commerce représente environ 20 à 25 % des services de transport dans une ville pour seulement 8 % de la consommation. Avec une croissance du nombre de colis de 20 % par an, ce sont donc chaque année plus de 100 millions de colis supplémentaires livrés sur le territoire national. Les flux liés aux retours e-commerce et aux nombreux échecs à la livraison (avec souvent un second passage du transporteur) accentuent cette tendance. Ceci met en lumière le fait que le consommateur, et plus globalement le donneur d'ordre, a de plus en plus souvent le choix entre différentes solutions de transport : à domicile en 24 h, en express, sur rendez-vous, en point relais, en consigne, en livraison instantanée (une à deux heures). Ces éléments de choix doivent être davantage liés au service et au prix proposé pour responsabiliser le donneur d'ordres sur l'impact environnemental de la solution de transport choisie.

Pour contenir le développement commercial y compris l'e-commerce, la loi ELAN introduit un Document d'Aménagement Artisanal et Commercial (DAAC) obligatoire dans le Schéma de Cohérence Territoriale (SCOT) afin de mieux prévoir et d'organiser l'intégration des projets commerciaux sur le territoire à travers une planification urbaine dans une approche globale des fonctions commerciales, artisanales et de logistique ayant un fort impact sur l'aménagement des territoires et les déplacements motorisés.

Intentions de l'État en matière de mobilité propre – propositions législatives, dont propositions du projet de loi d'orientation des mobilités

- Déployer progressivement des zones à faibles émissions (ZFE) :
 - rendre obligatoire la réalisation d'un plan d'amélioration de la qualité de l'air par les métropoles, les établissements publics de coopération intercommunale (EPCI) de plus de 100 000 habitants et ceux concernés par un plan de protection de l'atmosphère (PPA) contenant l'étude de l'opportunité de mise en place de ZFE;
 - déployer une ZFE d'ici fin 2020 dans toutes les zones en dépassements réguliers des seuils sanitaires ;
 - contrôler l'accès des ZFE grâce à des dispositifs adaptés.
- Faciliter la mise en place de péages en flux libre ;
- Permettre la mise en place de voies réservées pour les véhicules propres et partagés avec un contrôle approprié.



9.5.3. Développer les véhicules à faibles émissions, les infrastructures d'alimentation en carburants alternatifs et améliorer l'efficacité énergétique des parcs

Cette stratégie de développement de la mobilité propre doit permettre la mise en œuvre des objectifs ambitieux annoncés dans le plan climat : fin de la vente des voitures neuves émettant des gaz à effet de serre en 2040 et neutralité carbone de la mobilité en 2050. Le décalage entre les deux dates est lié au temps nécessaire pour renouveler le parc de véhicules : pour atteindre la neutralité carbone, il faut que plus aucun véhicule émettant des gaz à effet de serre ne soit vendu pendant les 10 années précédant l'objectif, afin de laisser le temps aux véhicules émetteurs de sortir naturellement du parc.

Un travail important a été mené et doit se poursuivre avec l'ensemble des acteurs économiques pour définir et décliner des objectifs à plus court terme, cohérents avec les objectifs à long terme, y compris dans les secteurs maritimes et aériens.

Développer les véhicules à faibles émissions et améliorer l'efficacité énergétique des parcs en s'appuyant sur le marché des carburants alternatifs

Enjeux et orientations générales

Le développement des véhicules à faibles émissions est un levier indispensable pour assurer dans la durée la transition écologique du secteur des transports. Le Plan Climat adopté en juillet 2017 a fixé pour objectif la fin des ventes des voitures émettant des gaz à effet de serre en 2040. L'État va plus loin en se fixant comme objectif, en concertation avec la filière automobile, de multiplier par cinq les ventes de véhicules électriques d'ici 2022 par rapport à 2017 et par quinze les ventes de poids lourds à faibles émissions d'ici 2025 par rapport à 2017. Ces objectifs ne pourront être atteints que si les véhicules à faibles émissions font l'objet, dans les prochaines années, d'une diffusion large auprès du public et si le parc de véhicules est renouvelé tout en maîtrisant les incertitudes sur le développement des différentes énergies (batteries, hybride, hydrogène, gaz, etc.). Le renouvellement du parc doit être orienté à court, moyen et long terme pour engager sa transition énergétique et minimiser son impact environnemental. La mesure de cet impact environnemental doit tenir compte de l'ensemble du cycle de vie des véhicules – analyse en ACV. Le signal prix sous ses diverses formes – la fiscalité et les dispositions tarifaires – doit ensuite orienter les achats vers les véhicules les plus performants sur le plan environnemental. Par exemple, les deux roues, qui sont à l'origine d'un quart des émissions de composés organiques volatils du secteur routier pour seulement 2,3 % des circulations, font l'objet d'un travail de l'État avec les acteurs concernés. S'il est important que les pouvoirs publics respectent un principe de neutralité technologique, il convient aussi de prendre acte du fait qu'à ce jour les objectifs de forte baisse des émissions de gaz à effet de serre et de polluants atmosphériques locaux ne pourront être respectés sans un développement fort de l'électromobilité ou de la motorisation à l'hydrogène, qui feront partie des grands chantiers prioritaires des années qui viennent.

Il s'agit maintenant d'accélérer l'électromobilité directe et la filière hydrogène par la création d'une filière complète, en favorisant notamment la poursuite active du développement d'un réseau de recharge performant, et en structurant une démarche progressive, pensée de manière multimodale, d'utilisation dans les transports d'un hydrogène propre. Enfin, certaines incertitudes subsistant sur les usages des véhicules et sur l'évolution du mix énergétique, et les impacts environnementaux associés, il est nécessaire de se doter d'un outil de pilotage de l'évolution du parc de véhicules. Une attention particulière doit aussi être portée sur le développement, la production et le recyclage des batteries.



Encadré 4 : Les véhicules électriques

Le moteur des véhicules électriques présente l'avantage de ne pas rejeter de polluants dans l'air lorsqu'il fonctionne. Les atouts des véhicules électriques pour réduire la pollution de l'air, en particulier dans les villes, sont aujourd'hui largement reconnus : ils permettent d'améliorer significativement la qualité de l'air en réduisant les concentrations de particules fines et d'oxyde d'azote, polluants rejetés par les véhicules thermiques. Le véhicule électrique est également caractérisé par une bonne efficacité énergétique et des réductions d'émissions de gaz à effet de serre.

Pour ce qui concerne la France, la Fondation pour la Nature et l'Homme (FNH) et European Climate Foundation (ECF) ont publié fin 2017 une étude prospective sur les impacts environnementaux du véhicule électrique, non seulement tout au long du cycle de vie du véhicule, mais également tout au long du cycle de vie de sa batterie, en tenant compte des usages potentiels de cette dernière. Pour réaliser cette étude, FNH et ECF ont réuni autour d'elles des acteurs institutionnels (dont l'ADEME) et privés, ainsi que cinq ONG. Cette étude confirme les atouts du véhicule électrique pour la lutte contre le changement climatique - atouts qui se renforcent avec la réduction des émissions de gaz à effet de serre dans la production électrique. Le véhicule électrique constitue donc un axe important des politiques de mobilité propre en France.

L'étape de fabrication des véhicules, batterie incluse, concentre une part importante des impacts sur l'environnement (extraction et traitement des ressources minérales utilisées pour les batteries, en particulier). Il existe néanmoins des leviers pour réduire cet impact, tels que des améliorations des modes de production ou encore des avancées technologiques sur les batteries et leurs usages.

Le développement du véhicule électrique implique donc de poursuivre :

- la structuration de la filière de recyclage des batteries en fin de vie, afin de réutiliser les ressources - notamment les métaux rares ;
- l'intégration au réseau électrique: l'essor du véhicule électrique va augmenter la consommation d'électricité et affecter la courbe de charge journalière ; les batteries peuvent aussi contribuer à l'équilibrage de l'offre et de la demande sur le réseau.

Dans le cadre de ses « bilans prévisionnels », RTE, de son côté, a analysé les impacts potentiels du développement futur des véhicules électriques sur le réseau électrique national métropolitain. Ces études montrent que la croissance attendue du nombre de véhicules électriques est compatible avec les évolutions prévisibles du réseau et de la production électrique à l'horizon de 2035.

Dans une période de transition, les véhicules roulant au GPL assurent une réduction des émissions de gaz à effet de serre. Le remplacement des carburants fossiles par des biocarburants, en particulier de 2^{ème} génération, contribue également au développement des véhicules à faible émissions.

Le développement des modes de propulsion propres doit également être encouragé pour les véhicules lourds. Le gaz naturel véhicule (GNV) constitue actuellement l'alternative la plus robuste aux véhicules roulant au diesel, et les modes de motorisation électriques et à l'hydrogène, également en cours de développement, viendront compléter cette offre, notamment pour les parcs de bus et autocar, qui se développent rapidement, ainsi que pour la logistique urbaine (petits poids lourds). Le gaz naturel a des bénéfices immédiats en termes de pollution de l'air car il occasionne beaucoup moins de rejets nocifs, et à terme il permettra l'utilisation de biogaz qui a un effet neutre sur le cycle de carbone. La maturation de la technologie des biocarburants avancés est indispensable pour assurer le remplacement du carburant diesel dans les motorisations thermiques restantes.



Encadré 5 : Les biocarburants

L'incorporation de biocarburants de 1^{ère} génération est aujourd'hui de 7%. Il est prévu de ne pas dépasser ce niveau aux horizons 2023 et 2028. La croissance de la part bio-sourcée dans les carburants se fait donc de façon exclusive par le développement des biocarburants avancés.

Les biocarburants avancés sont issus de la transformation de la lignocellulose contenue dans les résidus agricoles (paille) et forestiers (bois), ou dans des plantes provenant de cultures dédiées (taillis à croissance rapide). Plus largement, les intrants pouvant être utilisés comprennent les résidus agricoles, les déchets ménagers, municipaux ou industriels, les déchets et résidus végétaux, la paille, le fumier et les boues de station d'épuration, les effluents d'élevage, les algues, les déchets et résidus provenant de la sylviculture, les résidus de fabrication de pâte à papier, le bois, les carburants renouvelables d'origine non biologique.

A l'horizon 2028, 3,8 % de biocarburants avancés devront être incorporés dans la filière essence et 3,2 dans la filière gazole.

Intentions de l'État en matière de mobilité propre – propositions législatives, dont propositions du projet de loi d'orientation des mobilités

- Maintenir le dispositif de bonus-malus pour favoriser l'achat de véhicules moins émetteurs et soutenir les ventes de voitures électriques (batterie et hydrogène) :
 - baisse du seuil de déclenchement du malus de 3 grammes de CO₂ par kilomètre en 2019, puis poursuite de la baisse après le passage au nouveau cycle d'essai WLTP (*Worldwide harmonized Light vehicles Test Procedure*) ;
 - maintien du bonus à un niveau élevé tout en intégrant progressivement les gains technologiques ;
 - extension de la prime à la conversion pour poursuivre le remplacement d'un grand nombre de véhicules anciens par des véhicules neufs ou d'occasion ayant des émissions beaucoup plus faibles : la prime est doublée en 2019 pour les 20 % de ménages les plus modestes et pour les actifs non imposables obligés à de longs déplacements pour aller travailler et elle est revalorisée pour rendre plus attractive la conversion vers un véhicule électrique ou hybride rechargeable.
- Adapter l'ensemble des outils de verdissement des véhicules légers aux spécificités des deux et trois-roues.
- Favoriser l'acquisition de véhicules utilisant des carburants alternatifs en prolongeant le dispositif de sur-amortissement pour les poids lourds GNV jusqu'en 2021, en l'étendant à l'ensemble des technologies à faibles émissions (électricité et hydrogène) et en le renforçant pour les petits poids lourds qui entrent en ville
- Renforcer les contrôles afin de garantir le respect des normes d'émissions :
 - Création d'un service à compétence nationale chargé de la surveillance du marché des véhicules et des pièces détachées qui leur sont destinées ;
 - Renforcement des contrôles visant à prévenir les comportements frauduleux des utilisateurs de véhicules lourds.

Autres mesures que le gouvernement engagera dans la période 2019-2023

- Soutenir des normes européennes ambitieuses en matière de réduction des émissions de CO₂ pour les poids-lourds dans le cadre du troisième volet du paquet mobilité propre présenté par la Commission européenne en mai 2018.
- Accompagner l'émergence d'une offre industrielle française et européenne dans le domaine des



batteries (en visant les batteries de quatrième génération).

- Actualiser les études prospectives sur l'impact des mutations de la filière automobile sur l'emploi et les compétences.
- Poursuivre l'action de l'État contre les filières illégales de traitement des véhicules hors d'usage (VHU), mettre en place des mesures incitatives à la valorisation des produits en fin de vie et favoriser le recyclage des matériaux.
- Développer avec la filière une application à destination des consommateurs d'ici septembre 2019 pour leur fournir toutes les informations utiles sur les dispositifs de soutien à l'achat de véhicules électriques, sur la disponibilité des infrastructures de recharge et services utiles aux propriétaires de véhicules électriques.
- Mettre en place un suivi annuel de l'engagement volontaire sur le recyclage des plastiques utilisés dans l'automobile.
- Suivre la mise en œuvre du dispositif de collecte et de traitement des véhicules hors d'usage (VHU) dans les territoires d'outre-mer.
- Poursuivre les travaux pour rendre la fiscalité plus favorable aux véhicules à très faibles émissions (barème kilométrique, avantages en nature...).

Déployer les infrastructures de distribution de carburants alternatifs

Enjeux et orientations générales

La mise en place et le maintien d'un réseau d'infrastructure de recharge et de ravitaillement est un enjeu majeur pour le développement des carburants alternatifs¹³⁸. La structuration du réseau de distribution s'adapte à chaque carburant :

- la recharge électrique se structure entre une recharge chez les particuliers et une recharge publique ;
- les points de recharge en hydrogène se structurent avec une approche partant de flottes captives et de réseaux locaux ;
- le réseau de distribution du GNV se développe dans un souci de mobilité européenne ;
- le réseau de distribution du GPL est déjà structuré et utilisé.

Encadré 6 : La diversification des énergies utilisées

La présente stratégie de développement de la mobilité propre se concentre sur les évolutions des modes de transport, des motorisations des véhicules et des infrastructures énergétiques directement associées (infrastructures de distribution de l'énergie jusqu'aux véhicules, spécifiques à cet usage).

Les évolutions relatives à la production des énergies (carburants liquides, carburants gazeux, hydrogène, électricité) et à la composition des carburants, en amont du secteur des transports, sont traitées dans la programmation pluriannuelle de l'énergie elle-même.

Ces dernières évolutions auront également une influence importante sur l'impact environnemental des transports. Dans certains cas, des améliorations peuvent être envisagées à motorisation et logistique relativement inchangées, en agissant en amont, sur les vecteurs énergétiques existants (cas de l'incorporation de biocarburants liquides dans les produits pétroliers, par exemple). Dans d'autres cas, une transformation profonde des motorisations et des infrastructures apparaît nécessaire, en complément des évolutions des modes de production des énergies (cas du développement des véhicules électriques ou à hydrogène, par exemple).

138. L'annexe 2.3 fournit des éléments d'orientation sur le déploiement des points de recharge en carburants alternatifs, à différents horizons.



Ces dernières évolutions auront également une influence importante sur l'impact environnemental des transports. Dans certains cas, des améliorations peuvent être envisagées à motorisation et logistique relativement inchangées, en agissant en amont, sur les vecteurs énergétiques existants (cas de l'incorporation de biocarburants liquides dans les produits pétroliers, par exemple). Dans d'autres cas, une transformation profonde des motorisations et des infrastructures apparaît nécessaire, en complément des évolutions des modes de production des énergies (cas du développement des véhicules électriques ou à hydrogène, par exemple).

Aujourd'hui, le transport routier consomme essentiellement de l'énergie fossile issue du pétrole. Cette énergie est fortement émettrice de gaz à effet de serre. En 2050, pour respecter l'objectif de « neutralité carbone », le transport routier devra avoir remplacé les produits pétroliers par :

- des énergies issues de la biomasse : biocarburants ou biogaz ;
- de l'électricité non carbonée.

L'enjeu des programmations (programmation pluriannuelle de l'énergie et stratégie de développement de la mobilité propre) est de développer en parallèle d'une part les énergies nouvelles non carbonées et d'autre part les nouvelles motorisations et les infrastructures logistiques associées (dont les bornes de recharges électriques).

Intentions de l'État en matière de mobilité propre – propositions législatives, dont propositions du projet de loi d'orientation des mobilités

- Avant 2022, déployer sur l'ensemble du territoire des bornes de recharge pour les véhicules électriques :
 - porter à 75 % le niveau maximal de la prise en charge, par les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité, du coût de raccordement des infrastructures de recharge électrique ouvertes au public ;
 - prévoir l'installation effective en 2025, dans tous les parcs de stationnement de plus de 20 places et annexes à des bâtiments non résidentiels, d'au moins un point de charge ;
 - prévoir du pré-équipement pour toutes les places de stationnement annexes à un bâtiment résidentiel, facilitant ainsi l'installation ultérieure de points de charge. Les parcs annexes aux bâtiments non résidentiels devront également être pré-équipés, en partie¹³⁹.
 - simplifier le « droit à la prise » pour les personnes physiques ou morales utilisant un parking intérieur ou extérieur dans les copropriétés, afin qu'elles puissent installer à leur frais des bornes de recharges dans les parcs de stationnement annexes à leurs copropriétés.
- Accélérer le déploiement du GNV :
 - soutenir la production de biométhane pour les méthaniseurs qui alimentent les véhicules (bus, camions) pour développer l'usage direct local en particulier lorsqu'on est loin du réseau de gaz ;
 - faciliter l'approvisionnement et le raccordement des stations GNV aux réseaux de gaz naturel.

Autres mesures que le gouvernement engagera dans la période 2019-2023

- Amorcer le développement de l'hydrogène comme outil d'une mobilité décarbonée, tel qu'annoncé dans le cadre du plan hydrogène adopté en 2018 :
 - déployer des écosystèmes territoriaux de mobilité hydrogène, qui complètent les solutions

¹³⁹ . Seuls les parcs de plus de 10 places sont concernés, le taux de pré-équipement est de 20% dans le non résidentiel.



reposant sur une électrification « tout batterie », notamment pour les usages nécessitant des temps de rechargement rapides, des grands rayons d'action ainsi que pour les transports lourds :

- 5 000 véhicules utilitaires légers et 200 véhicules lourds (bus, camions, TER, bateaux) ainsi que la construction de 100 stations, alimentées en hydrogène produit localement à l'horizon 2023,
 - de 20 000 à 50 000 véhicules utilitaires légers, 800 à 2000 véhicules lourds et de 400 à 1000 stations à l'horizon 2028 ;
 - soutenir grâce au programme d'investissement d'avenir (PIA), au travers d'appels à projets existants ou d'un appel à manifestation d'intérêt dédié à l'hydrogène, le développement de véhicules français lourds/de grande autonomie à hydrogène (camions, bus, bateaux trains...), de la chaîne de composants associés et de systèmes compétitifs de production et de stockage d'hydrogène décarboné et durable ;
 - définir par arrêté ministériel la réglementation applicable aux installations d'hydrogène dans les stations-service, en mariant sécurité, lisibilité de la règle, capacité à intégrer l'hydrogène dans les stations-service classiques.
- Réviser le cadre législatif et réglementaire concernant le pilotage des bornes de recharge électrique et les installations de ravitaillement au GNV et à l'hydrogène d'ici 2023.
 - Encourager le développement des bornes électriques grâce au Crédit d'impôt pour la transition énergétique (CITE) et une mobilisation des Certificats d'économie d'énergie (CEE).
 - Elaborer des clauses à intégrer dans les cahiers des charges des nouveaux contrats de concession d'aires de service ou de leur renouvellement, afin de favoriser l'installation de stations de recharge.
 - Geler le tarif de la taxe intérieure sur la consommation des produits pétroliers (TICPE) pour le GNV à son niveau actuel (5,8€/100m³) de 2018 à 2022.
 - Créer 100 nouvelles stations d'approvisionnement en GNV dans les quatre prochaines années sur le territoire national, associée à la mise en service de plus de 2100 véhicules, grâce au soutien de l'État, et poursuivre l'effort avec un nouvel appel d'offres lancé en 2018.
 - Faciliter le déploiement du gaz naturel pour les véhicules en revisitant la réglementation en matière de sécurité (dans les stations-services par exemple).
 - Assurer la cohérence entre le nombre de véhicules utilisant des carburants alternatifs en circulation et le nombre et la répartition territoriale des infrastructures de recharge ou de ravitaillement ouvertes au public.
 - Étudier la mise en place d'un dispositif de traçabilité de l'hydrogène décarboné et/ou renouvelable.
 - Préparer la décarbonation totale du secteur ferroviaire pour aller au-delà du potentiel de l'électrification notamment en réalisant la première expérimentation de train à hydrogène en France d'ici 2022.

Promouvoir un transport maritime et fluvial à faibles émissions

Enjeux et orientations générales

Les activités maritimes et fluviales sont elles aussi concernées par la perspective d'une propulsion neutre en carbone à l'horizon 2050 et réduisant les pollutions atmosphériques. L'essentiel des navires effectuant des liaisons internationales est propulsé au fioul lourd, carburant peu coûteux mais fortement polluant. Le transport maritime international contribue ainsi à hauteur de 2,6 % aux émissions mondiales de CO₂ et constitue une source de pollution atmosphérique importante (oxydes de soufre, oxydes d'azote et particules fines) dans les



lieux de concentration d'activités (grands ports, détroits). A Marseille, les émissions de polluants atmosphériques liées au transport maritime représentent environ 20 % des émissions d'oxydes d'azote (NOx) et 70 % des émissions d'oxydes de soufre (SOx). Une approche réglementaire unilatérale pourrait conduire à détourner les trafics des ports nationaux ou à un changement de pavillon des navires, retournant les trafics sans avoir d'impact sur les émissions. Au plan national (projet de loi d'orientation des mobilités), l'Etat peut agir sur deux plans afin de promouvoir cette transition :

- en se fixant un objectif de propulsion neutre en carbone en 2050 pour les « flottes captives » : flotte d'État, flotte de services portuaires et flotte de plaisance ;
- en assurant le développement des infrastructures de ravitaillement et des mesures nécessaires à répondre à la demande en énergie décarbonée pour les trafics entre les ports français.

Les évolutions réglementaires sont plus efficaces à une échelle internationale, dans le prolongement des mesures déjà prises à l'OMI et dans le cadre de sa stratégie de décarbonation adoptée en avril 2018 et reposant sur trois axes :

- renforcer les prescriptions relatives à l'indice nominal de rendement énergétique (EEDI) applicables aux navires neufs ;
- réduire les émissions de CO₂ par activité de transport, en moyenne pour l'ensemble des transports maritimes internationaux, d'au moins 40 % d'ici à 2030, en poursuivant l'action menée pour atteindre 70 % d'ici à 2050, par rapport à 2008 ;
- parvenir au point culminant des émissions de GES provenant des transports maritimes internationaux aussi tôt que possible et réduire le volume total d'émissions de GES annuelles d'au moins 50 % d'ici à 2050, par rapport à 2008, tout en poursuivant l'action menée en vue de leur élimination progressive.

En ce qui concerne le secteur fluvial, la France se fixe le même objectif de tendre vers une flotte neutre en carbone à horizon 2050 (projet de loi d'orientation des mobilités). Au regard des contraintes spécifiques au transport fluvial, notamment de la durée de vie importante des unités, un enclenchement de la transition énergétique de la flotte dès 2020 sera nécessaire pour assurer la décarbonation transport fluvial à l'horizon 2050, avec des solutions adaptées à chaque segment de flotte (transport de marchandises, transport de passagers en distinguant croisière avec hébergement et excursion journalière, pêche professionnelle en eaux intérieures, bateaux de services effectuant des opérations régaliennes – entretien, police, secours – sur les voies de navigation intérieure).

Intentions de l'État en matière de mobilité propre – propositions d'évolutions réglementaires

- Mettre en place des critères écologiques pour les nouveaux navires de l'armement des phares et balises et les patrouilleurs du ministère de la Transition écologique et solidaire :
 - NOx: Application du Tier III, même hors des zones de contrôle des émissions (NECA) ;
 - Définition d'un objectif de rendement énergétique ;
 - Mise en place de systèmes de réduction des émissions de particules fines ;
 - Utilisation de propulsions innovantes type GNL ou GNC, hybride batteries/diesel/elec, piles à combustible H₂.
- Faire évoluer le cadre réglementaire relatif aux règles de construction et d'équipement des bateaux de navigation intérieure pour permettre des motorisations alternatives (actuellement, seul les moteurs gazole, GNL et tout électrique sont autorisés).



Autres mesures que le gouvernement engagera dans la période 2019-2023

- Accompagner le développement des bornes de recharge électriques et GNV dans les ports maritimes et fluviaux.
- Soutenir financièrement le secteur fluvial à travers le volet « transition énergétique » du plan d'aide à la modernisation et à l'innovation (PAMI), doté de 8M€ sur 5 ans (2018-2022) pour améliorer la performance environnementale de la flotte.
- Réaliser un effort particulier pour la régénération et la modernisation des voies navigables.
- Soutenir financièrement les motorisations alternatives des navires et des bateaux à travers un mécanisme fiscal de sur-amortissement à compter du 1er janvier 2019.
- Porter auprès de l'OMI le projet de création d'une zone de basse émission (Zone ECA) en Méditerranée et promouvoir des mesures efficaces de limitation des émissions de CO₂ sur la base de la stratégie de décarbonation adoptée en avril.
- Accélérer le renouvellement de la flotte de commerce par la mise en place d'un mécanisme de sur-amortissement en faveur des navires utilisant des propulsions décarbonées ou au GNL ou des équipements marins permettant d'améliorer leurs émissions atmosphériques.

Dans le secteur fluvial, l'ensemble des mesures permettant d'assurer la transition écologique et énergétique va faire l'objet d'un « pacte pour le verdissement du secteur fluvial » identifiant les engagements respectifs de l'ensemble des parties prenantes : État, opérateurs économiques, gestionnaires d'infrastructures portuaires et fluviales, etc.

Limitier l'impact du transport aérien sur le changement climatique

Enjeux et orientations générales

Pour maîtriser l'impact du transport aérien sur le changement climatique, des gains substantiels en efficacité énergétique (1,5% au-delà de 2030) et une forte augmentation de la part des biocarburants (50 % en 2050 comme indiqué dans la SNBC) devront notamment être recherchés dans le cadre d'une stratégie internationale.

Le transport aérien, dans le cadre d'un panier de mesures décidées par l'OACI pour limiter l'impact de ce mode de transport sur le changement climatique, poursuit ses efforts afin de favoriser la réduction des émissions à la source notamment par la création d'une norme CO₂ appliquée aux réacteurs, l'optimisation des procédures de navigation aérienne et des infrastructures et le déploiement des biocarburants durables. Il est par ailleurs à l'origine d'un ambitieux programme de compensation de ses émissions.

Encadré 7 : Transport aérien et mesures de marché

Pour lutter contre le réchauffement climatique, le secteur de l'aviation a misé sur les mesures de marché, d'une part en intégrant dès 2012, le système européen d'échange de quotas d'émissions de gaz à effet de serre (SEQE), et d'autre part en instituant le régime de compensation et de réduction du carbone pour les vols internationaux (CORSIA) applicable à compter de 2021.

Le transport aérien est à l'échelle européenne le seul mode de transport à ce jour à avoir intégré le SEQE. Ce mécanisme permet de fixer un plafond d'émission aux émissions de l'aviation pour les vols effectués au sein de l'Espace économique européen. Pour chaque tonne de CO₂ émise lors de ces vols, les compagnies sont tenues de restituer un quota d'émission. Une part des quotas est allouée gratuitement (cette part représentait, en 2017, pour les compagnies françaises, environ la moitié des quotas devant être restitués) ; une autre part est acquise, soit sur le marché, soit aux enchères. Le prix du quota atteint près de 25 € en septembre 2018.



Le CORSIA, voté au sein de l'OACI en 2016 permettra à compter de l'année 2020 de garantir une croissance neutre en matière d'émission de gaz à effet de serre dès 2020. Le principe décidé à l'OACI est celui de la compensation des émissions dépassant les émissions moyennes annuelles constatées en 2019 et 2020. Une première phase de mise en œuvre, entre 2021 et 2026, devrait permettre de couvrir 70 % des émissions internationales (liaisons entre pays s'engageant volontairement dès 2021 dans le dispositif CORSIA). La seconde phase démarrera en 2027 et permettra de couvrir l'intégralité des émissions, à l'exclusion de celles concernant les pays exemptés non volontaires (notamment ceux dont la part dans le trafic passagers-kilomètres mondial est inférieure à 0,5 %). Le transport aérien est le premier secteur économique à se doter d'un tel dispositif au niveau mondial.

Intentions de l'État en matière de mobilité propre

- Poursuivre un objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre du transport aérien en soutenant le déploiement des biocarburants aéronautiques avancés ou issus de l'économie circulaire avec un objectif de développement de 5 % en 2030 et de 50 % en 2050.
- Accompagner la mise en place de chaînes de distribution de biocarburants aéronautiques intégrées à la logistique massifiée du carburant d'aviation.

Les biocarburants aéronautiques

En complément du progrès continu des technologies, des améliorations opérationnelles et des mesures de marché telles que le CORSIA, pour répondre au défi climatique et réduire son empreinte carbone, le transport aérien devra compter sur le déploiement de biocarburants aéronautiques innovants et durables. Ces biocarburants constituent un levier stratégique pour la réduction des émissions nettes d'un secteur en croissance disposant d'un nombre limité d'alternatives énergétiques. Les carburants bio-sourcés, pouvant être issus de l'économie circulaire, permettraient d'économiser jusqu'à 90% d'émissions de carbone sur l'ensemble de leur cycle de vie. Certains peuvent être incorporés à hauteur de 50% au carburant d'origine fossile, représentant dès lors des réductions d'émission significatives.

Des progrès considérables ont été accomplis ces dernières années notamment en termes de performance et de certification des biocarburants aéronautiques. L'exploitation opérationnelle des biocarburants aéronautiques est aujourd'hui maîtrisée. La feuille de route d'Ancre (Alliance nationale de coordination de la recherche pour l'énergie) a évalué le potentiel français des filières de production de biocarburants aéronautiques. Au niveau mondial, 6 filières de biocarburants aéronautiques ont reçu la certification ASTM (American Society for Testing and Materials) et ont été identifiées comme étant des alternatives renouvelables et durables au carburant d'aviation d'origine fossile. D'autres filières innovantes sont à l'étude, avec des faisabilités et des horizons de certification variables, confirmant l'étendue des possibilités technologiques. Les technologies certifiées de production de biocarburant aérien permettent la fabrication de molécules proches de celles présentes dans le kérosène et totalement compatibles. L'utilisation de ces biocarburants ne nécessite pas d'ajustement sur les avions ni sur les infrastructures aéroportuaires.

Pour favoriser l'émergence d'une filière française de biocarburants aéronautiques, l'État, Air France, Airbus, Safran, Suez et Total ont signé, fin 2017, un « Engagement pour la Croissance Verte » (ECV), visant à étudier la faisabilité du déploiement d'une filière française de production et de distribution de biocarburants aéronautiques durables. Ses conclusions sont attendues à la fin du 1^{er} semestre 2019.

9.5.4. Favoriser les reports modaux pour le transport de voyageurs

Aujourd'hui, 80 % des déplacements sont réalisés avec des véhicules individuels, qui, pour la grande majorité, ne transportent qu'une seule personne. Pour réduire l'impact des transports sur l'environnement et limiter le coût de la mobilité, l'un des principaux enjeux est de favoriser des modes de déplacements plus propres à



des portées de déplacement, et de lever certains freins à l'usage du vélo (forme physique, crainte de fatigue liée au déplacement, franchissement de dénivelés). L'allongement de la portée des déplacements permise par le VAE renforce aussi la pertinence du vélo dans les zones moins denses. L'opportunité du VAE doit être saisie en changeant d'échelle dans la mise en œuvre d'itinéraires de qualité, l'équipement en pistes cyclables et en parkings sécurisés pour vélos, notamment dans les pôles d'échanges intermodaux.

Les déplacements en vélo ne se développeront que lorsque les risques de sécurité routière en ville seront maîtrisés, notamment la vitesse de circulation, et en luttant contre le vol des cycles. Il faut penser la cohabitation des différents modes de déplacement : marche, vélo, nouveaux engins de déplacement personnel, voiture.

Intentions de l'État en matière de mobilité propre - propositions législatives, dont propositions du projet de loi d'orientation des mobilités

- Mettre en place un « forfait mobilité durable » pour les salariés des secteurs privés et publics, afin de rembourser les frais de trajet domicile-travail à vélo sur une base forfaitaire jusqu'à 400 €/an. L'État généralisera la mise en place du forfait mobilité durable pour ses agents d'ici 2020, à hauteur de 200 €/an.
- Sécuriser la pratique du vélo pour favoriser son usage :
 - Prendre en compte les mobilités actives dans les documents de planification (PDU, SRADDET, etc.) ;
 - Mettre en place des infrastructures de stationnement sécurisé pour les vélos dans certains bâtiments ou parkings annexés, dans les gares et pôles d'échanges multimodaux ;
 - Attribuer et apposer de manière visible un identifiant exclusif à chaque cycle vendu par un commerçant et l'enregistrer dans un fichier national unique selon une procédure sécurisée, pour lutter contre le vol, le recel et la revente illicite des cycles.

Autres mesures que le gouvernement engagera dans la période 2019-2023

Mise en œuvre du plan vélo et mobilités actives :

- Favoriser le développement du « savoir rouler » relatif à la pratique du vélo en sécurité. A l'horizon 2022, la généralisation du dispositif permettra aux jeunes rentrant en 6^e de maîtriser la pratique autonome et en sécurité du vélo ;
- Introduire le vélo dans le barème kilométrique fiscal afin de rembourser les frais de déplacements des salariés effectués à titre professionnel avec un vélo personnel ;
- créer d'un Fonds national «mobilité actives», d'un montant de 350 M€ visant à soutenir, accélérer et amplifier les projets de création d'axes cyclables structurants dans les collectivités. Lancement d'un appel à projet ciblant les discontinuités d'itinéraires en 2019 ;
- soutenir les territoires, notamment les agglomérations moyennes, dans la définition de leur politique cyclable, dans les suites de l'appel à projet « Vélo et territoires » lancé par l'Ademe le 14 septembre 2018 ;
- simplifier le statut juridique des voies vertes pour faciliter la cohabitation des usages et permettre la création de nouvelles voies vertes ;
- généraliser la réalisation de sas vélo aux feux à partir du 1^{er} janvier 2019 ;
- développer les double sens cyclables sur l'ensemble de la voirie urbaine en agglomérations ;
- autoriser les cyclistes à installer des dispositifs d'éclairage non éblouissants ;



- expérimenter la circulation des cyclistes à deux de front en zone 30 ;
- prescrire l'équipement pour les poids lourds de systèmes de détection d'usagers vulnérables ;
- mobiliser les certificats d'économie d'énergie pour le stationnement sécurisé ;
- soutenir l'achat de vélos à assistance électrique par le biais des certificats d'économie d'énergie ;
- soutenir la mise à disposition de flottes de vélos par les entreprises par déduction fiscale ;
- publication d'une norme NF pour les vélos utilitaires.

Développer les modes de transports collectifs, partagés et collaboratifs

Enjeux et orientations générales

Les transports en commun massifiés constituent la colonne vertébrale de la mobilité urbaine des plus grandes agglomérations, et un outil essentiel au service d'une mobilité quotidienne plus propre. Leur développement, et leur modernisation, doivent rester une priorité des pouvoirs publics. Ils doivent encore gagner en attractivité, en fiabilité et en performance environnementale, et être bien articulés au développement des nouvelles mobilités, et des modes actifs. Pour cela, plusieurs mesures sont proposées, qui relèvent de modifications réglementaires, et de dispositifs d'accompagnement financier des collectivités ainsi que d'actions pédagogiques.

Si l'usage de la voiture se réduit dans les zones les plus denses disposant de transports collectifs performants, son utilisation reste incontournable dans les zones moins denses. Ce n'est donc pas la voiture en tant que telle qu'il faut rejeter, mais son usage qu'il faut optimiser, en le rendant plus pertinent et davantage partagé, en complément de l'amélioration des performances du véhicule lui-même.

Les services de mobilité partagée sur les courtes distances et dans les zones non desservies par les transports collectifs doivent être suffisamment développés pour constituer une offre crédible sans oublier les enjeux de régulation des marchés pour l'autopartage et le covoiturage. Ils permettent de mieux utiliser l'actif que sont le véhicule et l'infrastructure qui le supporte et ainsi d'amortir sur un nombre de passagers.km plus important l'ensemble des impacts environnementaux (l'énergie totale consommée et les émissions émises lors de la construction, l'utilisation et le recyclage du véhicule). Cette idée de partage entraîne aussi une diminution du coût global de la mobilité – augmentation des coûts fixes mais diminution des coûts marginaux. L'autopartage permet en outre, grâce à une utilisation plus intensive des véhicules partagés, l'accélération du renouvellement du parc.

Toutes ces solutions constituent un bouquet de mobilité, chacun des modes ayant son propre domaine de pertinence (marche, vélo, transport collectif, véhicule motorisé à très faibles émissions, covoiturage, autopartage, etc.). Par une appropriation progressive d'offres alternatives performantes, cette démarche peut favoriser la démotorisation de certains ménages, par exemple ceux résidant en ville. Les AOM ont un rôle central à développer en proposant des bouquets de services au sein de leur ressort territorial intégrant les transports en commun, les véhicules partagés, les modes de déplacement actifs et autres services de mobilité.

Enfin, le développement de ces solutions permet aussi l'apprentissage du « véhicule serviciel » qui préfigure l'apparition de véhicules autonomes et partagés, ces derniers pouvant entraîner un changement profond dans les usages de la voiture et de la mobilité en général. Ces changements permettraient de limiter l'impact des transports sur l'environnement et la santé en réduisant l'accidentalité routière, la congestion et donc la consommation de carburant.

Intentions de l'État en matière de mobilité propre – propositions législatives, dont propositions du projet de loi d'orientation des mobilités

- Étendre le remboursement des frais de trajet domicile-travail au covoiturage grâce au « forfait mobilité durable ». Clarifier la définition du covoiturage dans le code des transports.



- Permettre une intervention des AOM pour les mobilités partagées et autoriser les gestionnaires de voirie et les détenteurs de pouvoirs de police à donner des avantages aux mobilités partagées:
 - donner la possibilité aux AOM d'organiser un service public de covoiturage ou de soutenir financièrement les services de covoiturage privés, en défiscalisant les aides au conducteur ;
 - donner aux collectivités la capacité de réserver des places de stationnement ;
 - Poursuivre le développement de voies réservées à certaines catégories de véhicules ou d'usages pour encourager les mobilités partagées et les mobilités propres.
- Investir 1,2 Md€ sur 10 ans pour soutenir les projets des collectivités en faveur des mobilités propres et partagées (transports en commun notamment) par appels à projets.

Autres mesures que le gouvernement engagera dans la période 2019-2023

- Actualiser le label autopartage qui permet aux collectivités d'attribuer des avantages à ces véhicules, afin d'inclure les nouvelles possibilités techniques telles que l'autopartage sans abonnement ou sans station d'attache.
- Lancer un appel à programmes dans le cadre des certificats d'économie d'énergie (CEE) permettant de développer des solutions de mobilité économes en énergie : covoiturage, outils pour la mobilité vélo (dont des garages sécurisés), appui financier aux ménages les plus précaires pour leur faciliter une mobilité économe en énergie.
- Conduire un 4^{ème} appel à projet Transports collectifs en site propre (TCSP) et mobilité durable en ciblant notamment la poursuite du désenclavement des quartiers prioritaires de la ville (QPV).

9.5.5. Favoriser l'efficacité du transport de marchandises et le report modal vers le ferroviaire et le fluvial

La capacité à développer des chaînes logistiques de bout en bout performantes et durables – du transport massifié à la logistique urbaine – est vitale pour l'économie et la stratégie import/export de la France. Des mesures sont donc nécessaires pour accompagner le développement de la logistique au niveau national et au sein des territoires.

Fluidifier la logistique urbaine et augmenter le taux de remplissage des véhicules de transport de marchandises

Enjeux et orientations générales

La logistique urbaine ne représente qu'une partie de la chaîne logistique mais doit répondre à de nombreux enjeux de modernisation et d'optimisation des infrastructures, véhicules et logiciels, de protection des travailleurs liés aux plateformes numériques de livraison et de clarification des réglementations.

Après une période de périurbanisation logistique, il est aujourd'hui devenu indispensable de (ré)implanter des sites dans le cœur des agglomérations, plus proches des lieux de consommation. Il s'agit de planifier et de retrouver des marges de manœuvre pour mettre à disposition du foncier pour les bâtiments logistiques et l'accès à la voie d'eau, et créer des synergies entre transport de personnes et transport de marchandises.

Il est également nécessaire d'accompagner le verdissement et de faire basculer le secteur logistique dans l'ère numérique. Les avancées technologiques et le développement du e-commerce conduisent à un environnement de plus en plus connecté conduisant à accroître le volume de données et des flux d'informations, richesse actuelle et future des entreprises. L'exploitation des données comme nouvelles ressources fait émerger de nouveaux modèles d'affaires et d'action publique. À travers les blockchains, de nouveaux acteurs n'hésitent pas à « bousculer » les filières traditionnelles avec des enjeux d'optimisation des véhicules et des circuits, de



performance opérationnelle. Les enjeux liés aux technologies de collecte, de transport et de traitement des informations de la logistique ainsi qu'à la préservation des intérêts de l'État, des entreprises et des citoyens utilisateurs de la logistique sont majeurs. Les orientations suivantes sont proposées :

- Maîtriser les données pour renouveler la logistique et augmenter les taux de remplissage des véhicules ;
- Responsabiliser le donneur d'ordres sur l'impact environnemental de la solution de transport choisie et l'inciter à mettre en place des plans d'action visant à réduire les émissions sur l'ensemble de la chaîne logistique induite par l'activité commerciale de son entreprise ;
- Favoriser le développement des carburants alternatifs (GNV, biocarburants, électricité, hydrogène) ;
- Mieux valoriser les efforts consentis en matière de logistique durable dans la commande publique.

Intentions de l'État en matière de mobilité propre - propositions législatives, dont propositions du projet de loi d'orientation des mobilités

- Prendre en compte la logistique urbaine dans les documents de planification locaux et régionaux (plan local d'urbanisme, schéma régional d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires...).
- Introduire, dans le périmètre des SRADDET, la définition d'objectifs sur l'armature logistique régionale (infrastructures/services), en complément de ceux relatifs aux infrastructures de transport d'intérêt régional.
- Encadrer l'activité des plateformes d'intermédiation numérique qui mettent en relation des clients détenteurs de fret et des entreprises de transport public routier de marchandises en définissant les conditions de création et d'exercice de ces plateformes et les modalités de constatation des infractions et le dispositif de sanction associé.

Autres mesures que le gouvernement engagera dans la période 2019-2023

- Suivre la mise en place du référentiel de responsabilité sociétale des entreprises (RSE) en logistique :
 - accompagner les entreprises de la filière logistique, notamment les TPE/PME/ETI, dans une démarche de responsabilité sociétale ;
 - faciliter les échanges entre donneurs d'ordres et prestataires de services logistiques, notamment lors des appels d'offre.
- Suivre la mise en place des chartes de logistique durable en ville, à un niveau intercommunal :
 - mettre à disposition des collectivités un « cadre national pour des Chartes de logistique durable en ville » afin de favoriser la prise d'engagements volontaires dans ce domaine en concertation avec les acteurs privés. Réalisation d'une boîte à outils pour les collectivités ;
 - accompagner les collectivités locales pour la mise en œuvre au niveau intercommunal de la démarche du « cadre national » (programme d'accompagnement dans le cadre du dispositif de certificats d'économie d'énergie) ;
 - soutenir financièrement les collectivités mettant en œuvre des actions de logistique urbaine permettant de réaliser des économies d'énergie (actions standardisées dans le cadre du dispositif de certificats d'économie d'énergie).
- Encourager les entreprises de chargeurs à mettre en place des plans d'actions de réduction des émissions de polluants atmosphériques et de gaz à effet de serre liées au fret qu'elles génèrent.



Développer les modes massifiés pour le fret ferroviaire et fluvial

Enjeux et orientations générales

Les politiques françaises de développement d'infrastructures et d'exploitation de service, de fret notamment, doivent être articulées avec celles des autres pays européens : constitution de corridors européens, soutien de la politique portuaire de fret, développement de projets communs avec l'Union européenne, notamment les projets transfrontaliers, et de mobilisation des concours européens.

Le dynamisme de l'économie française et la performance de sa logistique résident dans la connexion de la France à l'Europe, afin que les biens circulent de la manière la plus fluide et économe possible.

La politique publique doit au moins évoluer sur les deux extrémités de la chaîne logistique : l'amélioration de la compétitivité des ports d'entrée maritime et de leurs accès terrestres et la maîtrise de l'explosion des flux de distribution terminale.

Intentions de l'État en matière de mobilité propre - propositions législatives, dont propositions du projet de loi d'orientation des mobilités

Augmenter les investissements dans les infrastructures de transport massifié :

- 3,6 Md€ sur 10 ans pour renouveler le réseau ferroviaire existant ;
- 530 M€ entre 2018 et 2022 pour la régénération et la modernisation du réseau fluvial ;
- 2,6 Md€ sur 10 ans pour désaturer les nœuds ferroviaires urbains et constituer de véritables RER dans nos métropoles ;
- 2,3 Md€ sur 10 ans pour soutenir le développement des ports ainsi que leurs connexions ferroviaires et fluviales avec leur hinterland.

Autres mesures que le gouvernement engagera dans la période 2019-2023

- Transformer le modèle économique des ports pour conforter la reconquête des trafics maritimes par les grands ports maritimes.
- Améliorer la compétitivité des chaînes logistiques et reconquérir des parts de marché à travers une meilleure lisibilité de la gouvernance et la transition numérique des axes portuaires de la Seine, Méditerranée-Rhône-Saône et Nord.
- Rendre interopérable tous les modes de fonctionnement des CCS (*Cargo Community System*) à l'échelle nationale et les ouvrir à tous les acteurs pertinents dans des conditions attractives dans le cadre du Contrat des douanes de l'union (CDU).
- Concevoir et diffuser des innovations permettant de diminuer les émissions polluantes de la flotte fluviale (transport de marchandises et de passagers, flottes régaliennes – travaux, police, secours, pêche professionnelle en eaux intérieures) :
 - Recenser les innovations et favoriser les coopérations afin que les opérateurs conduisent des projets collaboratifs (transfert d'innovation, mutualisation de certains coûts, mutualisation de demandes de dérogation à la réglementation) ;
 - S'inscrire dans une démarche d'électrification des bateaux en modulant la production d'énergie de manière à ce qu'elle puisse évoluer sur la durée de vie du bâtiment ;
 - Examiner les demandes de dérogation à la réglementation pour permettre des motorisations innovantes et les autoriser sur tout ou partie du territoire national en application de l'article D4220-4 du code des transports (arrêté « zone restreinte ») et porter dans le cadre du comité européen d'élaboration des standards en navigation intérieure (CESNI) des évolutions du



standard de prescriptions techniques ES-TRIN afin d'autoriser des motorisations innovantes au niveau européen ;

- Accompagner un maximum de projets de motorisations alternatives de bateaux de transport de marchandises (ou de passagers si l'innovation est transposable au fret) dans le cadre du plan d'aide à la modernisation et à l'innovation (PAMI) mis en œuvre par VNF ;
 - Mobiliser les appels à projets existants au niveau national et européen pour soutenir l'innovation dans le secteur fluvial ;
 - Dans le cadre d'une interprofession fluviale (si elle est constituée), animer la R&D sur la transition énergétique, accompagner et monter des projets favorisant les coopérations entre opérateurs
- Engager une réflexion afin d'objectiver la qualité de service offerte par SNCF Réseau.
 - Veiller à l'amélioration de l'information relative aux caractéristiques du réseau mises à disposition par SNCF Réseau pour les opérateurs ferroviaires.
 - Engager une réflexion sur les référentiels et procédures d'instructions des demandes d'Avis de Transport Exceptionnel (ATE) et sur les référentiels de conception gabarits.
 - Poursuivre le développement des services d'autoroutes ferroviaires.
 - Revitaliser les installations terminales embranchées (ITE).
 - Engager une étude prospective sur les capacités des installations de transbordement pour le transport combiné.
 - Maintenir l'aide à l'exploitation des services réguliers de transport combiné pour favoriser l'usage des modes ferroviaire, fluvial et maritime dans le transport de marchandises :
 - réaffirmer le principe d'un soutien au développement aux services réguliers de transport combiné offrant une solution alternative au transport routier de marchandises de bout en bout ;
 - soumettre un nouveau dispositif de soutien pour succéder à celui en place.
 - Poursuivre l'effort déjà engagé en faveur des lignes capillaires fret :
 - Soutenir la démarche de concertation menée par SNCF Réseau avec les parties prenantes ;
 - Élargir les sources de financement ;
 - Maintenir un effort financier de l'État pour permettre un effet de levier important ;
 - Optimiser les coûts de la remise en état de l'infrastructure et de la maintenance.



Annexe 1. Bilan de la SDMP 2016-2018

Rappel des mesures

Maîtrise de la demande de mobilité

Certaines actions sont réalisées ou en cours de réalisation : accompagnement pour la mise en œuvre des plans de mobilité dans les territoires, études commandées au Cerema sur la mobilité rurale et périurbaine, gestion des pointes de déplacement, sensibilisation des ménages à la localisation de leur domicile et les expériences de transport à la demande. Plusieurs études sont en cours de finalisation et d'autres doivent encore être lancées comme celle sur les besoins de mobilité liés au vieillissement de la population. D'autres actions à destination des petites entreprises et des publics défavorisés n'ont pas été concrétisées à ce stade.

Développement des véhicules à faibles émissions

La mesure comprend essentiellement des actions réglementaires qui ont été réalisées conformément aux échéances prévues : soutien à la mobilité électrique et hydrogène via l'article 37 de la LTECV relatif au renouvellement des flottes publiques, publication du plan national de réduction des émissions de polluants atmosphériques (PREPA), entrée en vigueur du nouveau règlement européen sur les engins mobiles non routiers et inclusion des deux-roues motorisés électriques dans le dispositif du bonus écologique.

Les actions relatives à la sécurité du stationnement et de la recharge des véhicules électriques ainsi qu'au réemploi des batteries n'ont pas été engagées. La SDMP prévoyait également, suite à la COP 21, le lancement d'un appel à projet mondial pour la commercialisation d'un véhicule électrique populaire à moins de 7 000 euros.

Développement du marché des carburants alternatifs et déploiement des infrastructures correspondantes

Quatre des cinq actions réglementaires ont été réalisées :

- arrêté du 10 avril 2017 fixant les listes des biocarburants et les modalités du double comptage ;
- publication du cadre national d'action pour les carburants alternatifs (CANCA) le 7 février 2017 ;
- décret n° 2017-26 du 12 janvier 2017 relatif aux infrastructures de recharge pour véhicules électriques ;
- modification des arrêtés définissant les spécificités techniques des carburants pour y ajouter la norme d'affichage – véhicules et pompes – destinée à l'information des consommateurs sur la compatibilité de leurs véhicules avec l'offre de carburants.

La dernière action inscrite non réalisée concerne les propositions pour une relance d'un programme adapté de soutien aux collectivités pour les réseaux de recharge électrique.

Optimisation des véhicules et réseaux existants

Toutes les actions de la mesure sont soit réalisées soit en cours de réalisation. Le programme « Objectif CO₂, les transporteurs s'engagent » est en place depuis 2016. Les chartes locales pour une logistique urbaine durable ont été signées par six collectivités volontaires et une généralisation est prévue en 2018. L'étude prospective sur les enjeux, freins et leviers de la collaboration et de la mutualisation logistique a été réalisée. Le CEREMA a publié un rapport le 7 février 2018 sur les enseignements de l'expérimentation de la baisse de la vitesse maximale autorisée de 90 à 80 km/h et le Premier ministre a annoncé la mise en place effective de la mesure au début de cette même année.



Amélioration des reports modaux

Les actions consistent en l'élaboration de bilans, dont certains ont été réalisés tels que le bilan du développement du marché des bus interurbains, leur impact sur les usages de mobilité et celui de l'appel à projets transports collectifs de décembre 2014. Le bilan de l'appel à projet « villes respirables » est en cours de réalisation et sera finalisé fin 2019. Celui portant sur l'indemnité kilométrique vélo pour les agents des ministères chargés du développement durable et du logement et de leurs établissements publics n'a pas encore été engagé en l'absence de recul temporel suffisant (mesure entrée en vigueur le 1er septembre 2016).

L'action concernant les places portuaires est très spécifique, il s'agit d'un dispositif d'uniformisation des coûts de manutention des conteneurs maritimes entre les différents modes assurant les liaisons avec l'intérieur, agissant notamment en faveur du transport fluvial. Pour l'instant, un tel dispositif a été pérennisé avec succès sur la place portuaire de Dunkerque.

Développement des modes de transport collaboratifs

Cette action regroupe des études en cours de réalisation par le CEREMA. L'étude concernant le retour d'expérience et bonnes pratiques sur les services voitures en libre-service a été réalisée. Les autres sont en cours de réalisation.

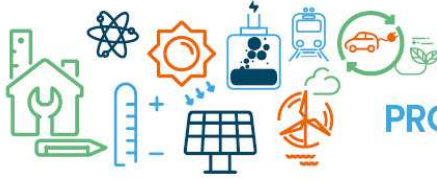
Bilan des stratégies thématiques

Les stratégies thématiques ont des niveaux d'avancement hétérogènes. Le projet de stratégie nationale pour l'expérimentation et le développement des véhicules automatisés a été présenté publiquement le 14 mai 2018 tandis que l'Institut français des sciences et technologies des transports, de l'aménagement et des réseaux (IFSTTAR) travaille sur le développement de la route à énergie positive.

Bilan global

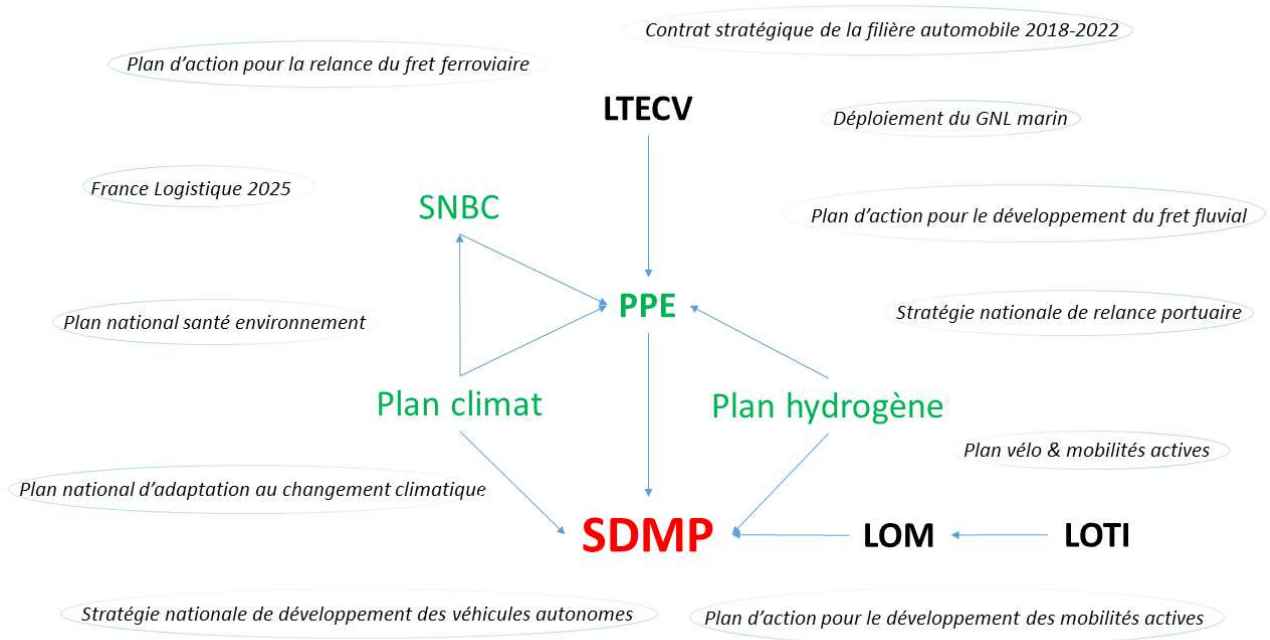
Sur un total de 12 études à lancer dans le cadre de la SDMP, 3 ont été réalisées, 6 ont été engagées dont 2 sont en cours de finalisation, et 3 n'ont pas encore été engagées. Parmi les 26 actions à engager dans le cadre de la stratégie, 13 ont été réalisées, 8 sont engagées et 5 n'ont pas été lancées.

La plupart des actions sont engagées ou réalisées mais leur niveau de réalisation reste inégal et les indicateurs de suivi parfois difficiles à définir.



STRATÉGIE DE DÉVELOPPEMENT DE LA MOBILITÉ PROPRE
PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE
2019-2023 2024-2028

Annexe 2. Schéma général des stratégies et plans d'action existants





Annexe 3. Éléments d'orientation sur les points de recharge électrique

Le développement de la mobilité électrique nécessitera de disposer d'un réseau de bornes de recharge suffisant en maillage et en quantité pour couvrir l'ensemble des besoins. Il s'agit d'une condition indispensable au succès des véhicules électriques car l'absence d'un réseau de recharge performant sera un verrou psychologique fort pour les acheteurs de véhicules.

Dans le cadre du contrat stratégique de la filière automobile, le Gouvernement s'est engagé à garantir un ratio d'une borne de recharge pour dix véhicules en circulation, soit un ensemble de 100 000 bornes de recharge publique en 2022 si la filière atteint ses objectifs. Pour appliquer ce ratio d'ensemble, il est préférable de tenir compte des besoins en bornes de recharge publiques selon le type d'habitat ou de mobilité. Cette fiche vise à proposer une évaluation de la demande en bornes de recharge faible puissance et semi-accélérée en fonction de la localisation géographique, cette approche permettant notamment d'identifier les zones où les besoins sont les plus importants.

Les analyses présentes dans cette fiche ont été effectuées à partir de l'Enquête nationale transports et déplacements (ENTD), réalisée en 2008. Lors de cette enquête, les déplacements de 10177 véhicules ont été enregistrés sur une période d'une semaine. Le raisonnement qui suit part du postulat que tous ces véhicules deviennent électriques et qu'il faut assurer leur recharge. Aussi, ce raisonnement devra faire l'objet d'adaptations pour s'appliquer à une phase de déploiement, et il peut apparaître que durant celle-ci, l'offre en solutions de recharge soit en avance sur la demande ou bien qu'une offre publique complémentaire soit nécessaire pour pallier au manque de disponibilité de la recharge à domicile (surtout en immeuble). À partir des données de cette enquête, les besoins de recharge de chacun de ces véhicules ont été simulés pour permettre leur circulation durant la semaine observée.

Besoins en stationnement

Une partie des conducteurs aura la possibilité de recharger son véhicule à domicile au moyen d'une prise aménagée de faibles puissances (3,5 à 7 kW). Un certain nombre de dispositifs de type *wallbox* sont d'ores et déjà répandus dans le commerce. Ces dispositifs peuvent aussi être installés dans les parkings privés des copropriétés ou dans les parkings couverts. Pour les conducteurs ayant installé ces dispositifs, la recharge sera principalement effectuée de nuit et les besoins en bornes publiques sont limités. En première approche, il est donc utile de connaître le nombre de véhicules devant être garés en permanence sur la voie publique, et pour lesquels la recharge publique sera indispensable pour tous les usages.

L'enquête nationale transports et déplacements comprenait une question sur le mode de stationnement habituel de chaque véhicule. Les champs décrivant le mode de stationnement habituel de jour et de nuit, permettent de déduire le nombre de véhicules ne pouvant pas disposer d'un mode de recharge privé s'ils étaient électriques.

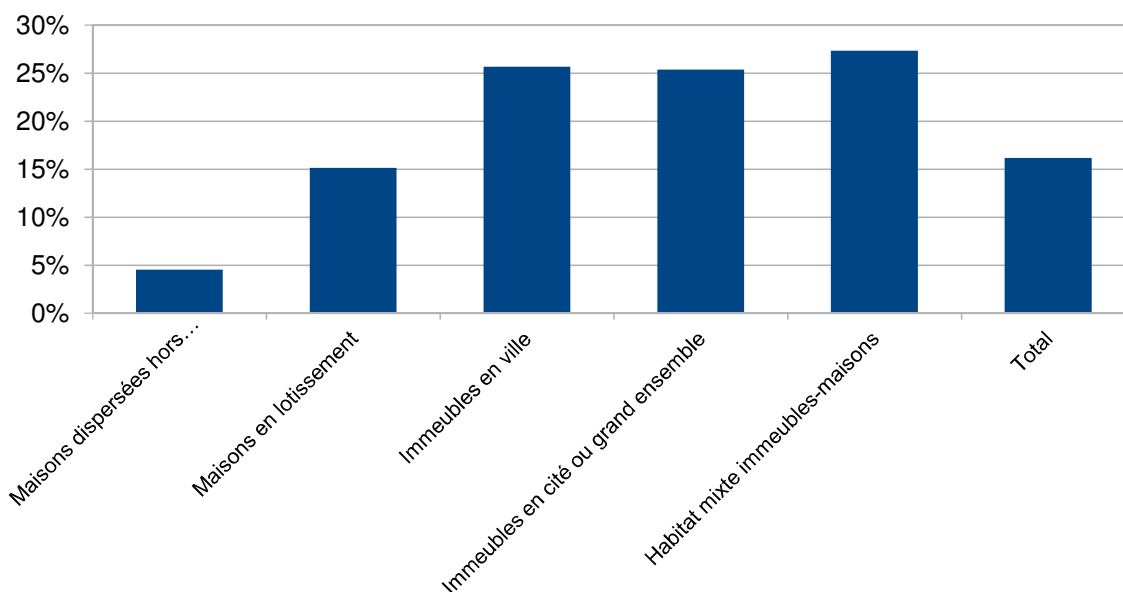


Figure 37 : Besoins en stationnement sur la voie publique par type d'habitat (part du nombre de

Au niveau national, 16 % des véhicules sont stationnés en permanence sur la voie publique et ne pourraient disposer d'un point de recharge privé ni de jour, ni de nuit. Ces véhicules ne pourront donc pas être électrifiés en l'absence de bornes de recharge sur la voie publique en quantité suffisante. Le type d'habitat influe largement sur ce ratio : seuls 5 % des véhicules sont stationnés sur la voie publique en dehors des agglomérations alors que cette part dépasse les 25 % en présence d'immeubles.

Les

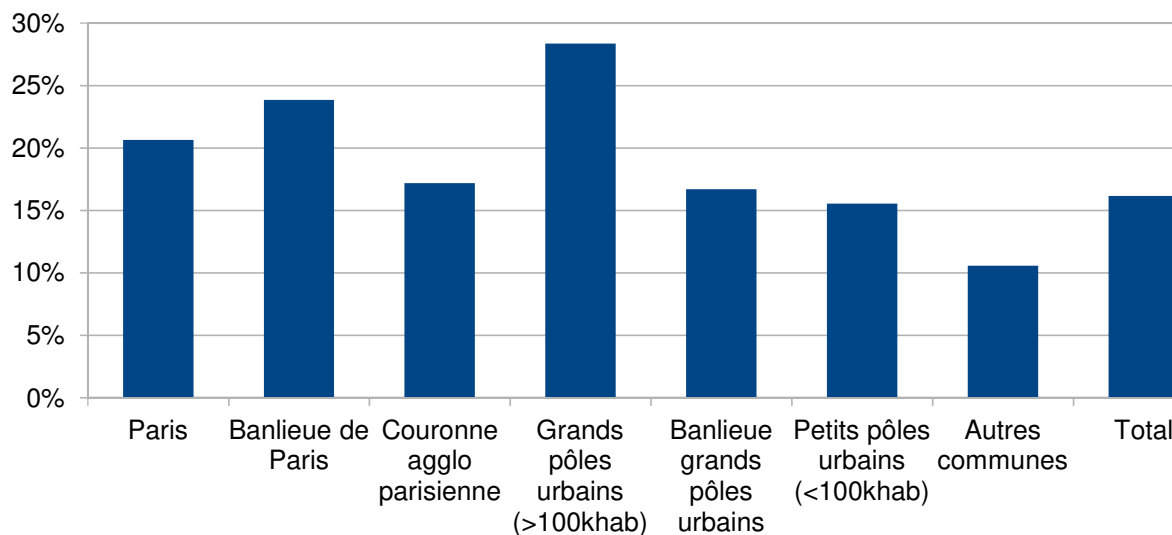


Figure 38 : Besoins en stationnement sur la voie publique par catégorie de communes (part du nombre de véhicules)

besoins en stationnement sur la voie publique représentent 21 % des véhicules à Paris mais 24 % dans la banlieue de Paris et 28 % dans les grands pôles urbains (centres des aires urbaines de plus de 100 000 habitants). Ils ne correspondent qu'à 11 % des véhicules dans les communes rurales.



Principes de la simulation

Pour chacun des 10 177 véhicules constituant l'échantillon d'enquête de l'ENTD, les besoins de recharge sur une semaine ont été simulés à partir des données des carnets véhicules. L'enquête s'est organisée en deux visites : lors de la première visite, un véhicule du ménage enquêté était tiré au sort et un carnet était remis pour le renseignement des déplacements de ce véhicule. La deuxième visite avait lieu à l'issue de la semaine et permettait à l'enquêteur de récupérer les informations sur les déplacements effectués.

Les mêmes chaînes de déplacements ont été considérées pour un véhicule électrique d'une autonomie de 200 kilomètres avec une consommation de 15 kWh/100km. Ce véhicule dispose de trois types de recharge en électricité :

- une recharge de faible puissance (jusqu'à 7kW), éventuellement réalisée à domicile ;
- une recharge d'une puissance modérée (entre 7 et 22kW) ;
- une recharge d'une puissance forte supérieure à 50kW), s'il n'y a pas d'autres choix.

Afin d'inciter les conducteurs à une utilisation rationalisée des bornes de recharge, celles-ci sont facturées selon un barème comportant une part fixe de branchement et un tarif proportionnel au temps d'occupation de l'emplacement de recharge. Les simulations ont porté sur la grille tarifaire suivante, les montants ayant été adaptés de façon à minimiser les besoins totaux et à assurer le financement des bornes.

Type de recharge ¹⁴¹	Puissance	Prix de la recharge	Commentaires
Faible puissance	7 kW	0,31 € + 0,17 €/h	Gratuit si recharge réalisée à domicile ou dans un parking couvert
Puissance modérée	22 kW	0,50 € + 0,18 €/h	-
Puissance forte	50 kW	10 € + 5 €/h	Tarif dissuasif (recharge réservée aux longs trajets)

Tableau 12 : Tarification des bornes de recharge

Les tarifs ci-dessus ne concernent que le prix du service de recharge, le prix de l'électricité pouvant être facturé par ailleurs sans impact supplémentaire sur les choix en termes de recharge.

Pour les besoins de la simulation, certaines restrictions ont été apportées aux conditions de recharge :

- le temps de recharge facturé correspond à la totalité du temps de stationnement entre deux trajets ;
- seules les recharges complètes sont rendues possibles.

Cette dernière condition permet de simuler pour chaque carnet véhicule la combinaison des branchements qui limite le coût total pour l'utilisateur. La simulation utilise un algorithme de programmation dynamique et agrège ensuite les résultats pour déterminer le nombre total de branchements à chaque pas horaire d'une semaine type. Les besoins en bornes de recharge sont alors égaux au nombre maximal de branchements simultanés au cours de la semaine type.

141. A noter que pour une catégorisation à terme il faudrait couvrir toutes les puissances. Il faudrait donc catégoriser la recharge comprise entre 22 et 50 kW, car la modérée désigne maintenant la puissance comprise entre 7 et 22 kW. La spécification pourrait devenir :

- faible : \leq à 7kW
- normale : de 7 à 22 kW
- modérée : de 22 à 50 kW
- forte : $>$ à 50 kW



Cette approche a été menée par catégorie de commune pour la recharge lente et au niveau national pour la recharge puissance modérée. Les besoins en recharge puissance forte devront faire l'objet d'un traitement spécifique, les résultats n'étant pas significatifs sur l'échantillon observé.

Afin de tenir compte des contraintes d'appariements entre véhicules et bornes à un échelon local, et de manière à assurer la disponibilité permanente de bornes publiques, il est nécessaire de prévoir un nombre de bornes légèrement supérieur aux besoins maximaux identifiés. À défaut, le temps de recherche d'une borne disponible deviendrait prohibitif et les conducteurs n'auraient pas la garantie de trouver une borne disponible à proximité de leurs destinations. Un ratio de 1,25 a donc été appliqué sur le nombre de bornes lentes obtenu et un ratio de 1,5 sur le nombre de bornes puissance modérées.

Scénarios complémentaires

En plus du scénario central décrit plus haut, deux scénarios complémentaires ont été étudiés :

- un scénario avec un tarif forfaitaire pour la recharge lente, le barème ne dépend donc plus du temps de stationnement ;
- un scénario avec une autonomie des véhicules de 400 kilomètres (au lieu de 200 kilomètres) : il s'agit d'une autonomie pratique, c'est-à-dire après déduction de la réserve que les conducteurs estiment indispensable pour éviter la panne.

Le barème pour l'utilisation des bornes de recharge est changé dans ces deux scénarios. À chaque fois, les tarifs fixes et horaires sont ajustés de manière à diminuer autant que possible les besoins en bornes de recharge.

Type de recharge	Scénario central	Tarif forfaitaire recharge lente	Autonomie 400 km
Faible puissance	0,31 € + 0,17 €/h	2,00 €	0,21 € + 0,22 €/h
Puissance modérée	0,50 € + 0,18 €/h	1,01 € + 0,45 €/h	0,65 € + 0,20 €/h
Puissance forte	10 € + 5 €/h		

Tableau 13 : Modification de la tarification des bornes de recharge

Résultats de la simulation

Dans le scénario central, environ 2,2 millions de bornes de recharge sont nécessaires pour couvrir les besoins de l'ensemble des véhicules (hors recharge puissance modérée). Cela correspond à un ratio de 6,5 bornes pour 100 véhicules.

La répartition des besoins de recharge n'est pas uniforme sur l'ensemble du territoire. Concernant la recharge faible puissance, le ratio nécessaire pour couvrir l'ensemble des besoins va de 4 bornes pour 100 véhicules dans les zones rurales à 11 bornes pour 100 véhicules dans les grands pôles urbains. La moyenne nationale est de 5,7 bornes pour 100 véhicules, à laquelle s'ajoutent 0,8 bornes pour 100 véhicules pour la recharge puissance modérée.

Dans le cas d'un tarif forfaitaire pour la recharge faible puissance, les conducteurs ne sont pas incités à écourter leurs recharges et l'équilibre du financement nécessite d'adopter des tarifs plus importants. Les besoins totaux en bornes de recharge sont plus élevés et correspondent à 6,9 bornes pour 100 véhicules.

Le nombre de bornes de recharge faible puissance et puissance modérée nécessaire est peu sensible à l'autonomie des véhicules. Lorsque l'autonomie passe de 200 à 400 kilomètres, les besoins diminuent de 12 % pour s'établir à 5,8 bornes pour 100 véhicules. En revanche, les besoins en termes de recharge puissance forte diminuent de manière plus importante.



Catégorie de commune	Scénario central	Tarif forfaitaire recharge faible puissance	Autonomie 400 km
Paris	49 000	49 000	49 000
Banlieue de Paris	204 000	210 000	202 000
Couronne aggro parisienne	55 000	61 000	53 000
Grands pôles urbains (>100khab)	495 000	551 000	455 000
Banlieue grands pôles urbains	300 000	308 000	290 000
Petits pôles urbains (<100khab)	194 000	207 000	157 000
Autres communes	618 000	666 000	490 000
Total recharge faible puissance	1 915 000	2 052 000	1 695 000
Bornes de recharge puissance modérée	269 000	248 000	230 000
Total bornes	2 185 000	2 300 000	1 924 000

Tableau 14 : Bornes de recharge nécessaires en fonction de la localisation

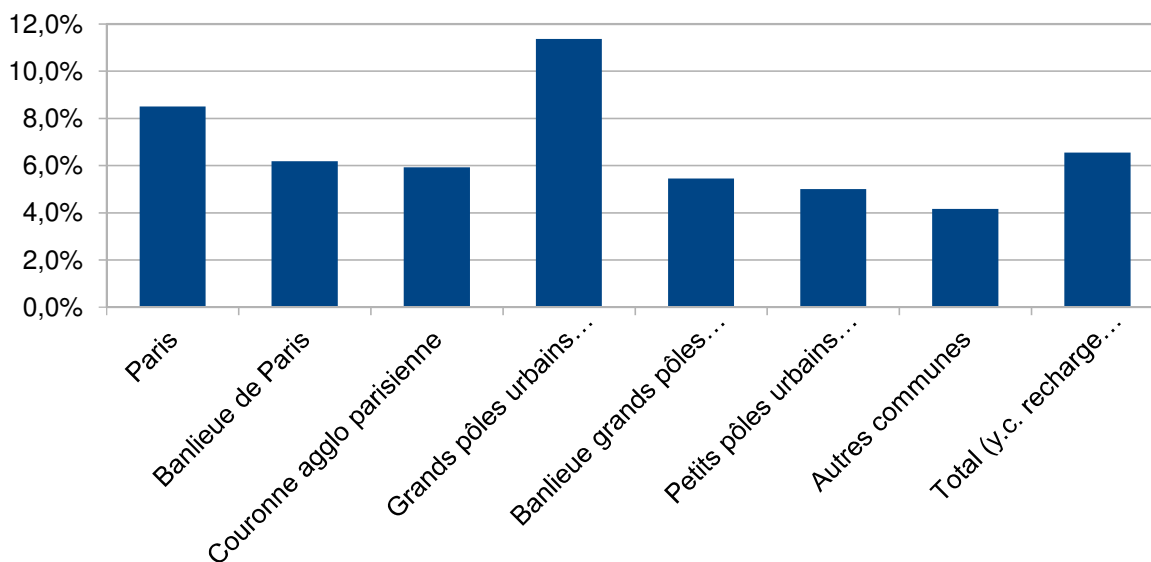


Figure 39 : Nombre de bornes de recharge publiques faible puissances nécessaires pour la couverture de l'ensemble des besoins (ratios rapportés au nombre de véhicules, par catégorie de commune, scénario central)

Les tarifs d'utilisation des bornes de recharge publiques présentés dans ce document ont été ajustés de manière à assurer l'équilibre entre coûts d'investissements et recettes. Le coût d'investissement pris en compte est de 4000 euros pour une recharge faible puissance et 6000 euros pour une recharge puissance forte, avec une



STRATÉGIE DE DÉVELOPPEMENT DE LA MOBILITÉ PROPRE

PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE

2019-2023 2024-2028

actualisation sur 10 ans au taux de 8 %. Les tarifs sont issus d'un algorithme d'optimisation qui minimise l'investissement total sous la contrainte de l'équilibre financier des bornes publiques.



Annexe 4. Estimation des besoins en infrastructures de ravitaillement en GNV

Cette note vise à estimer le nombre de stations de ravitaillement en GNV nécessaires aux horizons 2023 et 2028 pour répondre aux besoins du parc de véhicules inscrit dans la Stratégie pour le développement de la mobilité propre (SDMP), annexe de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE).

Pour le dimensionnement de l'infrastructure de ravitaillement du parc en GNV, plusieurs critères doivent être vérifiés :

- un seuil énergétique : la quantité totale d'énergie distribuée par les stations de ravitaillement doit pouvoir égaler la demande du parc avec un taux d'occupation raisonnable des stations pour éviter les files d'attente ;
- un maillage efficace du territoire : les stations doivent être réparties sur le territoire de sorte que les véhicules n'aient pas à parcourir de trop longues distances avant d'atteindre une station ;
- un seuil de rentabilité de la station : un nombre minimal de véhicules doit permettre aux stations d'être rentables sans que les coûts de distribution ne pénalisent fortement le prix du GNV.

Le critère du maillage efficace du territoire a été examiné dans le cadre de l'élaboration des objectifs du CANCA. Ce critère a permis d'estimer les besoins à 140 stations de ravitaillement au minimum pour assurer une couverture efficace du territoire.

Analyse énergétique

Le parc statique à motorisation GNV considéré figure dans la SDMP comme :

	2017	2023	2028
VUL	8200	40000	110000
PL	1350	25000	60000

Tableau 15 : Perspective d'évolution du parc à motorisation GNV

À partir des objectifs de performance énergétique inscrits dans la SDMP, et en supposant constant le kilométrage annuel moyen par véhicule ainsi que la répartition entre les différents types de poids lourds, la demande totale du parc en GNV, exprimée en tonnes de GNV, est estimée à :

	2017	2023	2028
TOTAL demande GNV (en tonnes)	63000	420000	910000
dont VUL (GNC)	8000	34000	82000
dont PL			
dont tracteurs (GNL)	10000	173000	400000
dont Camion <19t (GNC)	2000	39000	85000
dont Camion >19t (GNC)	4000	110000	250000
dont Autobus/car (GNC)	37000	64000	90000

Tableau 16 : Perspective d'évolution de la demande de GNV (en tonnes)

Les autobus et autocars sont supposés être alimentés principalement par un système de ravitaillement nocturne dans des dépôts réservés. Ils seront donc ignorés pour la suite de cet exercice visant une estimation du nombre de stations ouvertes au public. Pour les autres types de véhicules considérés, on considère les autonomies suivantes par type de véhicule, exprimées en km :



	2017	2023	2028
VUL	300	350	400
PL			
dont tracteurs (GNL)	1500	1550	1600
dont Camion <19t (GNC)	400	450	500
dont Camion >19t (GNC)	400	450	500

Tableau 17 : Perspective d'évolution de l'autonomie des véhicules (km)

En supposant que chaque plein remplit 80 % du réservoir, cela nous amène au nombre de pleins suivants :

	2017	2023	2028
VUL (GNC)	550000	1800000	5600000
PL			
Tracteurs GNL	30000	600000	1500000
Camion <19t GNC	30000	450000	970000
Camion >19t GNC	70000	1300000	2900000

Tableau 18 : Perspective d'évolution du nombre de pleins

Dans cette approche, on estime à 5 minutes le temps de ravitaillement d'un VUL, 10 minutes le temps de ravitaillement d'un poids lourd.

On considère que l'ensemble des tracteurs roule au GNL, et se ravitaillent dans des stations réparties le long du RTE-T. Les camions>19t roulent au GNC et se ravitaillent dans des stations réparties le long du RTE-T. Les camions<19t et les VUL se ravitaillent dans des aires urbaines hors du RTE-T, telles que définies dans le CANCA.

Les stations le long du RTE-T sont des stations destinées à des débits importants, dotées de 4 pompes (source AFGNV, soit 2 au GNC et 2 au GNL, soit 4 au GNC), et dont on estime que l'ensemble des pleins est réalisé sur une plage de 4h/jour/pompe (équivalent des stations diesel actuelles). Un taux d'occupation plus important des stations amènerait par moments à la formation de files d'attente déraisonnables.

Les stations des zones urbaines sont destinées au parc local, et dotées de deux pompes au GNC, l'ensemble des pleins se réalise également sur une plage de 4h/jour/pompe pour éviter les files d'attente.

Dans ces conditions, la capacité annuelle maximale des stations est, en nombre de pleins :

	2017	2023	2028
GNC RTE-T	35 040	35 040	35 040
GNC Aire urbaine	32 440	32 440	32 440
GNL RTE-T	35 040	35 040	17 520

Tableau 19 : Perspective d'évolution des capacités annuelles maximales des stations

Le nombre de stations nécessaires pour la fourniture de l'ensemble des pleins est donc :



	2017	2023	2028
GNC RTE-T	2	36	83
GNC Aire urbaine	18	85	202
GNL RTE-T	1	17	41
TOTAL :	23	138	325

Tableau 20 : Perspective d'évolution du nombre de stations nécessaires pour la fourniture de l'ensemble des pleins

Cette approche donne un nombre de stations plus important que celui du CANCA, c'est donc le critère de la quantité totale d'énergie à fournir avec un temps d'attente raisonnable aux stations qui est dimensionnant pour le déploiement de l'infrastructure GNV.

Analyse économique

Les seuils de rentabilité des stations ont été estimés à partir des hypothèses présentées dans le tableau ci-dessous :

	Stations en aire urbaine	Stations RTE-T
Coût d'investissement	500 000,00 €	1 000 000,00 €
Coût de fonctionnement annuel	20 000€	30 000€
Marge	0,15€/kg	
Taux actualisation	10 %	
Période	10 ans	
Seuil de rentabilité	600 tonnes/an	1150 tonnes/an

Tableau 21 : Seuils de rentabilité des stations

À partir des besoins énergétiques déterminés précédemment, on en déduit le nombre maximal de stations GNV rentables aux horizons 2023 et 2028.

	Stations en aire urbaine		Stations RTE-T	
	2023	2028	2023	2028
Demande totale (tonnes/an)	73000	167000	282000	652000
Nombre maximal stations rentables	122	278	245	567

Tableau 22 : Perspective d'évolution du nombre maximal de stations GNV rentables

En conclusion, les deux analyses effectuées permettent d'obtenir la fourchette suivante concernant le nombre de stations d'approvisionnement au GNV :

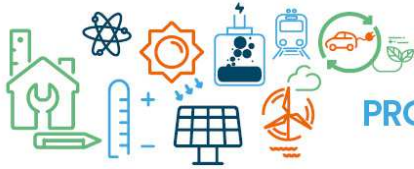


	2023		2028	
	aire urbaine	RTE-T	aire urbaine	RTE-T
Résultat de l'analyse énergétique	85	53	202	124
	Total : 138		Total : 326	
Résultat de l'analyse économique	122	245	278	567
	Total : 367		Total : 845	

Tableau 23 : Perspective de nombre de stations d'approvisionnement nécessaires

L'approche énergétique présente une valeur basse de la fourchette d'environ 140 stations en 2023 et 330 stations en 2028. Cette valeur seuil représente, selon les hypothèses, le nombre minimal de stations permettant de répondre à la demande énergétique sans files d'attente déraisonnables dans les stations. Il est à noter que le nombre de stations est fortement sensible aux caractéristiques d'utilisation des pompes de ravitaillement : temps réalisé par chaque véhicule pour faire le plein, nombre de pompes par station, temps d'utilisation quotidien des pompes.

L'approche économique présente une fourchette haute d'environ 370 stations en 2023 et 850 stations en 2028. Cette valeur haute de la fourchette représente, au regard des hypothèses évoquées, le nombre maximal de stations pouvant être rentables. Ce nombre de stations est fortement sensible à la marge réalisée par la station par kilogramme de GNV vendu, et ainsi en particulier aux coûts d'approvisionnement. Un raccordement des stations au réseau de transport de gaz naturel, réservé jusqu'alors aux industries et distributeurs de gaz, permettrait notamment de réduire ces coûts d'approvisionnement.



10. Annexe 2 : Les îles du Ponant non interconnectées avec le continent

L'article L.141-5 du code de l'énergie précise dans son IV « *Les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental, à l'exception de Saint-Martin, de Saint-Barthélemy et des zones mentionnées au I du présent article font l'objet d'un volet annexé à la programmation pluriannuelle de l'énergie mentionnée à l'article L. 141-1, selon des modalités fixées par le décret mentionné à l'article L. 141-6* ». » Ainsi les îles du Ponant habitées à l'année et non interconnectées, c'est-à-dire les îles d'Ouessant, de Molène, de Sein et Chausey font l'objet d'un volet annexé à la PPE nationale qui couvrira 2019-2023 et 2024-2028.

Ces îles ont une configuration énergétique particulière puisque :

- En termes de mobilité, Chausey, Molène et Sein sont des îles quasiment sans véhicules puisqu'il n'y a que 3 ou 4 véhicules pour les secours et pour assurer le transport de personnes et le ramassage des ordures. A Ouessant, la situation est différente puisqu'il y a environ 400 véhicules à l'année avec un doublement en période estivale.
- Les modes de chauffage sont essentiellement électriques avec 72% de logements à Molène, 73% à Ouessant, 80% à Sein et 100% à Chausey. Le fioul est peu utilisé avec 23% à Molène (28 logements), 20% à Ouessant (90 logements) et 10% à Sein (13 logements). Les autres logements sont chauffés au bois.

La dimension électrique est donc très structurante sur ces territoires, d'autant plus que ces îles ne sont pas raccordées au réseau électrique continental et doivent donc produire leur électricité.

10.1. Bilan au 31 mai 2018 des actions engagées depuis 2016

Au 31 mai 2018, le bilan des premières actions engagées s'avère positif et encourageant : 1 659 MWh d'électricité économisée (pour un objectif de 750 MWh) et 217 MWh de production d'énergie à partir de sources renouvelables. Cela correspond à 563 m³ de fioul non consommé. Le bilan carbone d'Ouessant, de Sein et de Molène s'en trouve grandement amélioré : les émissions de dioxyde de carbone ont baissé de 22,9 %.

10.1.1. Maîtrise de la demande

Depuis plusieurs années, de nombreuses initiatives ont permis de faire des gains importants en matière de maîtrise de la demande parmi lesquelles on peut citer :

- Un programme d'Intérêt Général (PIG) de rénovation de l'habitat pour les îles d'Ouessant, Molène et Sein, en partenariat avec l'ANAH, le département du Finistère, la Région Bretagne, l'ADEME et EDF a permis de financer 156 projets de rénovation de 2012 à 2017.
- Le contrat de partenariat 2015-2020 entre l'Association des Iles du Ponant, l'Etat et la Région prévoit des actions relatives à :
 - l'efficacité énergétique dans le patrimoine communal avec un objectif d'amélioration des performances énergétiques du bâti existant ;
 - l'éclairage public avec la mise en place de led.
- La "Boucle énergétique locale" (BEL) lancée par la région Bretagne en 2015 pour le compte des îles de Sein, Molène et Ouessant. Les trois îles sont engagées dans une démarche de transition énergétique avec des projets de maîtrise de l'énergie (diffusions de lampes led, incitation au remplacement des appareils de froid, de kits hydro-économiques), de production d'énergie à partir de sources renouvelables, de pilotage et de stockage de l'énergie ;



LES ÎLES DU PONANT NON INTERCONNECTÉES
AVEC LE CONTINENT

PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE

2019-2023 2024-2028

- Le projet de "Territoires à énergie positive pour la croissance verte" (TEPCV) porté par l'association des îles du Ponant notamment pour le compte de Molène, Ouessant et Sein. L'objectif vise à poursuivre et amplifier sur 3 ans les actions engagées de maîtrise de la demande en énergie (diffusion de led, de kits hydro-économiques, incitations remplacement des appareils de froid), dans les bâtiments (amélioration énergétique des bâtiments publics), les énergies propres (production d'énergies renouvelables locales, autoconsommation, bornes de recharge de véhicules électriques 100% renouvelables) et l'éclairage public (remplacement par led) ;
- Sur l'île de Chausey au cours de l'été 2017, une campagne de distribution de plus de 400 ampoules led ainsi que des économiseurs d'eau ont touché 80% des habitations.

10.1.2. Développement des énergies renouvelables

En 2016, les îles d'Ouessant, de Sein et de Molène se sont mobilisées, au travers de la PPE avec le soutien de l'Etat, pour accélérer leur transition énergétique avec un objectif double :

- réduire de 30% leurs émissions de gaz à effet de serre en 3 ans ;
- atteindre un mix électrique 100% énergies renouvelables d'ici 2030.

Au delà des mesures de maîtrise de la demande reprenant les instruments précédemment cités, cette PPE fixe aussi des objectifs ambitieux en matière d'énergies renouvelables avec des projets représentant un total de 2200 MWh/an :

- production électrique à partir d'une ferme hydrolienne couplée à du stockage à Ouessant. Ce projet permet de poser la première pierre d'une solution énergétique pour les réseaux isolés, reproductible à l'export ;
- suite à l'étude de potentiel photovoltaïque sur le patrimoine communal des trois îles de la mer d'Iroise réalisée début 2015, projets d'installation de panneaux photovoltaïques sur des toitures avec le souhait de consacrer une partie de la production à la recharge de véhicules communaux électriques (autoconsommation) ou au réseau d'éclairage public ;
- projet en phase d'étude opérationnelle comprenant à terme la pose d'éoliennes sur l'île de Sein. Ce projet pourra évoluer selon l'apport du photovoltaïque.

Les récentes dates de mises en service d'installations ne permettent pas d'avoir de chiffres représentatifs sur l'année. Cependant, des premières projections laissent penser que les énergies renouvelables représenteront en 2018 10% du mix à Sein et entre 5 et 10% à Ouessant.

A l'heure actuelle, le développement de projets à base d'énergies renouvelables repose sur des contrats de gré-à-gré conclus avec EDF SEI sous le contrôle de la CRE, dans la limite des objectifs de la présente PPE. Afin de faciliter le montage de projet, l'Association des Îles du Ponant a proposé d'aider les particuliers et en regroupant les plus petits projets qui pourront être instruits par la CRE selon une grille standardisée.

10.1.3. La gestion de l'équilibre offre-demande

Le but est d'atteindre un système multi énergies couplé avec des solutions de stockages, dans l'objectif de diminuer (voire de supprimer) la consommation de fioul. L'utilisation du stockage devra être optimisée en couplant efficacement le renforcement des infrastructures réseau avec un pilotage plus fin de chaque élément de la chaîne de valeur. Ainsi, une intelligence du réseau électrique doit permettre de corréliser et d'optimiser, en amont, les phases de production (modélisation de la captation solaire, ajustement de la production aux besoins,...), les phases de stockage/déstockage (optimisation des transferts d'énergie entre points de production et points de stockage ...), puis in fine en aval les phases



d'emploi et de consommation d'énergie (par exemple, l'installation de compteurs intelligents permettant une réactivité accrue en temps réel du réseau électrique basse tension). Ce pilotage intelligent devrait permettre de gérer l'électricité renouvelable injectée au réseau à un instant tout en permettant le transfert d'énergie entre temps de production et temps d'utilisation (répondre aux besoins, lisser les pointes, pallier l'intermittence de certaines productions renouvelables).

Pour répondre à cette ambition :

- des stockages ont été installés à Sein et Ouessant pour absorber la production renouvelable intermittente bien au-delà de la limite des 30% ;
- des systèmes de pilotage des différentes briques du système électrique (stockage, groupes, EnR, consommations). Ces Energy Management Systems (EMS), déjà déployés à Sein et Ouessant permettent d'optimiser le fonctionnement du système électrique et de maximiser la part des énergies renouvelables ;
- le déploiement de Linky a permis la mise en place d'heures creuses fixes et permettra de mettre en place des heures creuses calées sur la production renouvelable contribuant à faciliter le maintien de l'équilibre offre-demande.
- Cette ambition dans les "smarts grids" reçoit notamment le soutien des programmes :
- INTERREG Transmanche (ICE), qui s'appuie sur Ouessant pour innover en termes de pilotage intelligent des réseaux de stockage et production hydrolienne ;
- SMILE (smart ideas to link energies) déposé par les régions Bretagne et Pays de la Loire, prévoit un volet "îles vertes" qui s'appuie sur les îles d'Yeu et Ouessant pour le développement des "smart grids".

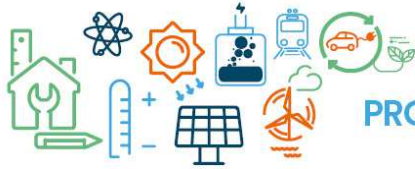
10.2. Le cadre spécifique de la péréquation dans les zones non interconnectées

En raison des contraintes spécifiques aux ZNI, les coûts de production de l'électricité y sont nettement supérieurs à ceux observés en métropole continentale. Par conséquent, les tarifs réglementés de vente s'avèrent insuffisants pour rémunérer la production d'électricité dans ces zones. Pour assurer la péréquation tarifaire nationale, une compensation des surcoûts est nécessaire. Celle-ci est calculée par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) et intégrée au budget de l'Etat

Dans les ZNI du Ponant, le coût de production est quasi uniquement lié aux investissements dans les centrales thermiques et au fioul utilisé pour produire l'électricité. Ainsi, le coût moyen de l'électricité produite sur ces îles est très fortement soumis aux fluctuations du prix du fioul.

		Sein	Ouessant	Molène	Chausey	Moyenne
2014	Coût variable	205	226	216	237	222
2014	Coût de production complet	250	441	260	972	415
2017	Coût variable	160	140	138	113	141
2017	Coût de production complet	205	404	204	714	371

Tableau 1 : Evolution des coûts de production de l'électricité (€/MWh) sur les îles du Ponant non interconnectées



10.3. Ouessant

10.3.1. Situation en 2017

Avec ses 15,58 km², ses 893 habitants et ses 1 050 abonnés, Ouessant a consommé 6,2 GWh en 2017. La puissance appelée en 2017 oscille entre 300 kW et 2 MW. La consommation résidentielle représente 69% des consommations et s'explique par l'importance du chauffage électrique. La fréquentation touristique crée l'été une pointe de consommation à midi, liée à la restauration.

Comme cela a été présenté dans la première partie du document, des actions sur la réduction des consommations d'électricité ont été engagées depuis une dizaine d'années, impliquant de nombreux acteurs (Association des îles du Ponant, ADEME, Etat, Région, Département, EDF) : rénovation de l'éclairage public, opérations de distribution d'ampoules LED, remplacement des appareils de froid énergivores et travaux d'amélioration de l'efficacité énergétique des bâtiments, dans le cadre du Programme d'Intérêt Général.

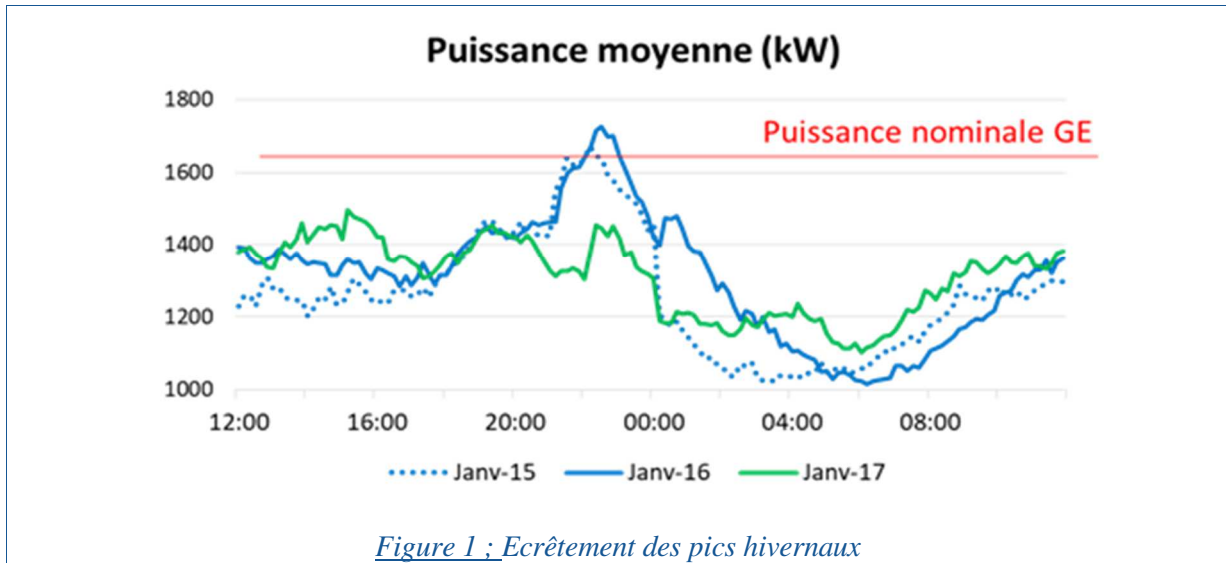
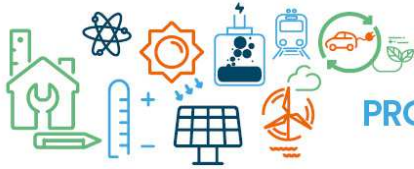
Jusqu'en 2016, la production électrique était assurée entièrement par des groupes au fioul. Depuis, les énergies renouvelables ont été développées :

- le photovoltaïque avec trois installations d'une puissance totale installée de 60 kW : l'une de 54 kW portée sur un bâtiment communal par le Syndicat d'Énergie du Finistère en 2017 et les deux autres de 3 kW chacune portées par des particuliers.
- une hydrolienne (D10) développée par Sabella, d'une puissance d'injection de 250 kW a été raccordée et a pu être expérimentée. Actuellement en maintenance, sa remise à l'eau est prévue pour septembre 2018.

Pour l'instant, la part renouvelable dans le mix énergétique reste très modeste ; de l'ordre de 1 % (et 7 % avec la remise en eau de l'hydrolienne). Ces installations devraient produire en année pleine environ 400 MWh/an.

Conformément à ce que prévoyait la première programmation pluriannuelle de l'énergie, EDF SEI a engagé trois actions désormais pleinement opérationnelles pour intégrer les nouvelles installations à partir d'énergie renouvelable intermittente au sein du réseau :

- un système de stockage (à base de batteries li-ion 1 MW/500 kWh)
- une infrastructure de pilotage permettant d'arbitrer entre les différentes sources de production pour maximiser la part renouvelable. Le système est désormais en place et peut absorber une part bien supérieure d'énergie renouvelable.
- la modulation des heures creuses grâce au déploiement des compteurs Linky qui équipent désormais 96% des clients de l'île. Les particuliers ont été répartis en 10 lots définis suivant la puissance moyenne annuelle de soutirage, leur permanence saisonnière et le degré de pilotage de leurs consommations en heures creuses, dans le but de lisser la courbe de charge et ainsi diminuer le nombre de démarrages et augmenter le rendement des groupes électrogènes. Ce graphique ci-dessous illustre le lissage de la courbe de charge :



10.3.2. Objectifs pour les périodes 2019-2023 et 2024-2029

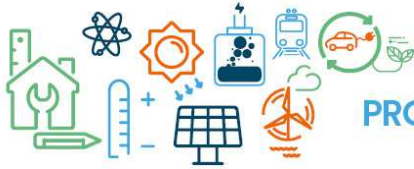
Les actions de maîtrise de la demande doivent être poursuivies :

- rénovation du bâti pour diminuer la consommation électrique des bâtiments et extension aux professionnels. L'objectif est d'atteindre un rythme de 30 dossiers traités par an ;
- nouvelles campagnes de distribution de led, information/sensibilisation des habitants et implication dans la transition énergétique

Ces efforts devraient permettre de diminuer la consommation annuelle de 1 GWh à partir de 2023 (sans prise en compte du développement du Véhicule Electrique). La mobilité électrique décarbonée intégrant les véhicules 4 et 2 roues de l'île devra faire l'objet d'une étude particulière.

Le développement des énergies renouvelables doit être amplifié et diversifié :

- une augmentation de la puissance photovoltaïque installée notamment sur les toitures des bâtiments publics encore largement inexploitées. D'ici 2023, quatre projets de ce type totalisant 150kW sont prévus. Par ailleurs, un projet de centrale photovoltaïque, en partie sur serres agricoles pour une capacité totale comprise entre 500 kW et 1,5 MW est prévu pour 2020, sous réserve d'autorisations administratives. Le développement du photovoltaïque chez les particuliers devra également faire l'objet d'une étude quantitative et d'acceptabilité architecturale pour estimer le potentiel vu le gisement et les contraintes architecturales ;
- le développement de la capacité éolienne, au vu de la très grande qualité du gisement éolien de l'île. Une éolienne de 900kW est prévue pour mise en service en 2021, sous réserve d'obtention des autorisations administratives nécessaires ;
- le développement de l'hydrolien avec la mise en service de deux hydroliennes supplémentaires d'une puissance unitaire comprise entre 500 kW et 1 MW ;
- La question de la biomasse reste ouverte. Si la faisabilité d'une filière bois énergie est incompatible avec les conditions aérologique et pédoclimatiques de l'île, une étude du potentiel énergétique des fermentescibles (réutilisation des déchets ménagers, déchets verts) ainsi que des potentialités des couverts végétaux nécessitant une gestion patrimoniale (entretien des landes à bruyère) apparaît nécessaire. Une étude sera conduite pour évaluer les potentiels et des possibilités de solutions technologiques adaptées aux volumes et biomasses disponibles, en tenant compte des possibilités de mutualisation avec Molène (même ligne de transport



LES ÎLES DU PONANT NON INTERCONNECTÉES
AVEC LE CONTINENT

PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE
2019-2023 2024-2028

maritime). Il s'agit d'évaluer la faisabilité et le coût de la mobilisation de la biomasse dans le mix énergétique ouessantin.

En termes de gestion de l'intermittence et de pilotage des usages :

- Le dimensionnement actuel de la batterie (1 MW / 500 kWh) est en mesure d'absorber jusqu'à 500 kW de capacités photovoltaïques additionnelles. La mise en service de l'éolienne et des hydroliennes conduira à un renforcement des capacités de stockage (de l'ordre de 2 MW / 2 MWh) afin de limiter l'écrêtement de la production renouvelable ;
- Le déploiement de Linky va permettre, dans la lignée du décalage des heures creuses mises en place, de calquer les Heures Creuses sur les plages de fonctionnement des renouvelables. Une expérimentation d'alignement des Heures Creuses sur les heures de marées sera mise en place chez certains particuliers dès la remise à l'eau de l'hydrolienne D10 (à partir de septembre 2018) ;
- Les infrastructures de recharges des véhicules électriques pilotables seront interfacées avec le système de pilotage du réseau.

Dans la perspective d'une île "100% ENR" à horizon 2030, les systèmes de pilotage, de flexibilité et de stockage devront être adaptés et feront l'objet d'études :

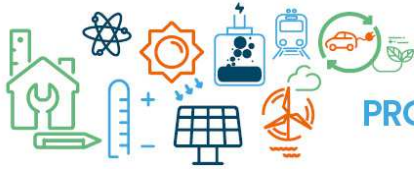
- Etude de nouvelles flexibilités, notamment au niveau du pilotage des usages via Linky ;
- Etude de solutions de stockage moyen terme (par exemple, hydrogène) pour approcher le 100% renouvelable ;
- Etude d'implémentation du "Vehicle-to-Grid" (V2G) ;
- Poursuite des efforts de maîtrise de la demande.

Les objectifs de la PPE de l'île d'Ouessant pour 2019-2023 et 2024-2028 sont fixés comme suit :

	2018	2023 (1)	2028 (1)
MDE		-1 GWh	-1.5 GWh
PV	56 kW	0.5 à 1.5 MW (2)	1.5 MW
Eolien	0 kW	900 kW	900 kW
Hydrolien	250 kW	1 à 2 MW (2)	1 à 2 MW
Biomasse	0 kW	0 kW	100 kW
Stockage	1 MW / 500 kWh	2 MW / 2 MWh (2)	2 MW / 6 MWh
Part des EnR dans le mix	10%	65%	75%

(1) Capacité totale installée

(2) L'objectif photovoltaïque sera ajusté en fonction de la puissance des nouvelles hydroliennes installées : 1.5MW en cas de d'implantation de deux hydroliennes de 500 kW ou 500 kW en cas de d'implantation de deux hydroliennes de 1 MW



10.4. Molène

10.4.1. Situation en 2017

Avec ses 0,72 km², ses 186 habitants et ses 323 abonnés, Molène a consommé 1,2 GWh en 2017. La puissance appelée en 2017 oscille entre 50 et 400 kW. La consommation résidentielle représente 69% des consommations avec une pointe entre 20h et 23h, entre l'heure du dîner, et le moment de déclenchement des chauffe-eaux. Molène a deux particularités :

- une consommation électrique comparable entre l'intersaison et l'été liée à une fréquentation touristique moins importante que sur les autres îles ;
- des variations de consommation quotidiennes plus importantes que sur les autres îles.

Comme cela a été présenté dans la première partie du document, des actions sur la réduction des consommations d'électricité ont été engagées depuis une dizaine d'années, impliquant de nombreux acteurs (Association des îles du Ponant, ADEME, Etat, Région, Département, EDF) : rénovation de l'éclairage public, opérations de distribution d'ampoules led, remplacement des appareils de froid énergivores et travaux d'amélioration de l'efficacité énergétique des bâtiments, dans le cadre du Programme d'Intérêt Général.

Une étude de gisement photovoltaïque commanditée par l'Association des Îles du Ponant en 2015 a identifié plusieurs projets potentiels sur des bâtiments communaux. Pour l'instant, aucune production photovoltaïque n'a été installée. A ce jour, le mix énergétique reste 100% thermique.

Aucun système de stockage ou de pilotage n'a encore été déployé, dans l'attente de mise en place d'installations à base d'énergie renouvelable. Le déploiement des compteurs Linky a débuté en 2016 et 90% des clients en sont aujourd'hui équipés.

Les objectifs de la PPE de l'île de Molène pour 2019-2023 et 2024-2028 sont fixés comme suit :

	2018	2023 (1)	2028 (1)
MDE		-0.2 MWh	-0.3 MWh
PV	0 kW	300 kW	750 kW
Stockage	0	300 kW / 300 kWh	300 kW / 300 kWh (2)
Part des EnR dans le mix	0%	30%	90,00%

(1) Capacité totale installée

(2) Auquel s'ajouterait, le cas échéant le démonstrateur hydrogène

10.4.2. Objectifs pour les périodes 2019-2023 et 2024-2029

Les actions de maîtrise de la demande doivent être poursuivies :

- rénovation du bâti pour diminuer la consommation électrique des bâtiments et extension aux professionnels. L'objectif est d'atteindre un rythme de 10 dossiers traités par an ;
- nouvelles campagnes de distribution de led, information/sensibilisation des habitants et implication dans la transition énergétique

Ces efforts devraient permettre de diminuer la consommation annuelle de 200 MWh à partir de 2023.



Le développement des énergies renouvelables doit débiter avec :

- En 2018-2019, une installation photovoltaïque sera mise en service sur le toit de la centrale de production d'EDF-SEI avec un système de stockage par batterie et alimentera l'ensemble des points d'éclairage public ;
- Une installation photovoltaïque de 250 kW sur la zone de l'impluvium portée par le Syndicat d'Énergie du Finistère (SDEF) est prévue pour raccordement en 2020 ;
- Les études de gisement photovoltaïque conduites en 2015 pourraient mener au développement de projets sur des bâtiments communaux. On estime le gisement à 50 kWc ;
- Le développement du photovoltaïque chez les particuliers devra également faire l'objet d'une étude quantitative et d'acceptabilité architecturale pour estimer potentiel vu le gisement et les contraintes architecturales ;
- Une étude de gisement éolien devra être menée pour identifier le potentiel éolien sur l'île.

En termes de gestion de l'intermittence et de pilotage des usages :

- La mise en place d'heures creuses différenciées, rendue possible avec le déploiement de Linky, permettra de limiter les appels de puissance et, en parallèle du développement des énergies renouvelables, de faire coïncider heures creuses, usages communaux (tels le système de traitement des eaux) et production renouvelable.
- A l'image de l'architecture implémentée sur les îles de Sein et Ouessant – qui permet aujourd'hui à Sein de fonctionner plusieurs heures par jour avec une production exclusivement renouvelable – le développement des énergies renouvelables s'accompagnera de la mise en place d'un système de stockage par batteries Li-ion relié à un système de pilotage pour maximiser la part EnR dans le mix énergétique.

Dans la perspective d'une île "100% ENR" à horizon 2030, les systèmes de pilotage, de flexibilité et de stockage devront être adaptés et feront l'objet d'études :

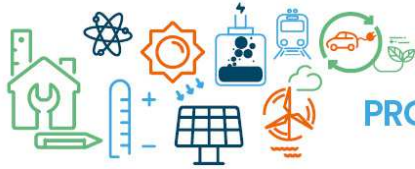
- Augmentation des capacités de stockage par batteries pour intégrer la production renouvelable supplémentaire ;
- Etude de nouvelles flexibilités, notamment au niveau du pilotage des usages via Linky ;
- Etude de solutions de stockage moyen terme (par exemple, hydrogène) pour approcher le 100% EnR ;
- Poursuite des efforts de maîtrise de la demande.

10.5. Sein

10.5.1. Situation en 2017

Avec ses 0,58 km², ses 215 habitants et ses 300 abonnés, Sein a consommé 1,5 GWh en 2017. La puissance moyenne appelée en 2017 a oscillé entre 50 et 500 kW. La consommation résidentielle représente 64% des consommations et s'explique par l'importance du chauffage électrique, avec une pointe entre 20h et 23h, entre l'heure du dîner et le moment de déclenchement des chauffe-eaux. L'importante fréquentation touristique crée l'été une pointe de consommation à midi, liée à la restauration.

Comme cela a été présenté dans la première partie du document, des actions sur la réduction des consommations d'électricité ont été engagées depuis une dizaine d'années, impliquant de nombreux acteurs (Association des îles du Ponant, ADEME, Etat, Région, Département, EDF) : rénovation de



LES ÎLES DU PONANT NON INTERCONNECTÉES
AVEC LE CONTINENT

PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE
2019-2023 2024-2028

l'éclairage public, opérations de distribution d'ampoules led, remplacement des appareils de froid énergivores et travaux d'amélioration de l'efficacité énergétique des bâtiments, dans le cadre du Programme d'Intérêt Général.

Jusqu'en 2016, la production électrique était assurée par trois groupes au fioul d'une puissance totale de 810 kVA et trois installations photovoltaïques d'une puissance totale installée de 14,6 kW. Depuis, les énergies renouvelables ont été développées :

- Cinq installations photovoltaïques ont été mises en service entre 2017 et 2018 par le Syndicat d'Énergie et d'Équipement du Finistère (Eclosierie, Gare Maritime, le Centre Nautique, et la Caserne) et par Finistère Habitat (15 kW en autoconsommation). Leur ajout aux installations préexistantes permet d'atteindre une puissance totale installée de 139 kW ;
- Deux petites éoliennes verticales en autoconsommation d'une puissance totale de 7 kW ont été installées en 2017 par Finistère Habitat.

En année pleine, ces installations devraient produire environ 190 MWh/an, soit un peu plus de 10% de la consommation.

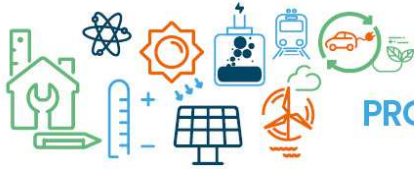
Conformément à ce que prévoyait la première programmation pluriannuelle de l'énergie, EDF SEI a engagé trois actions pour intégrer les nouvelles installations à partir d'énergie renouvelable intermittente au sein du réseau :

- un système de stockage (à base de batteries li-ion 200 kVA/180 kWh) ;
- une infrastructure de pilotage innovante qui permet d'arbitrer entre les différentes sources de production pour maximiser la part d'énergie renouvelable. Par ailleurs, une interface entre l'osmoseur qui alimente le réseau d'eau douce (dont la puissance peut atteindre 40 kW) et l'infrastructure de pilotage va être mise en place courant juin 2018. Cette infrastructure permettra de faire fonctionner l'osmoseur lors des périodes de production renouvelable ;
- enfin, le déploiement des compteurs Linky a commencé en 2016 et aujourd'hui 83% des clients en sont équipés.

L'ensemble de ces actions permet d'ores et déjà, lorsque les conditions sont réunies (puissance photovoltaïque élevée, système de stockage suffisamment chargé, faible consommation), d'éteindre les groupes diesel :

- en 2017, la centrale thermique a déjà été éteinte environ 90 heures ;
- au mois de mai 2018, la mise en service de 35 kW supplémentaires de photovoltaïque (installations de la gare maritime et de la caserne) a permis d'allonger la durée de fonctionnement sans les groupes thermiques : 96 heures au total en mai 2018 notamment la semaine du 21 mai avec plusieurs jours à une dizaine d'heures par jour.

Il est à noter que la puissance photovoltaïque injectée sur le réseau peut dépasser par moment la puissance appelée.



Les objectifs de la PPE de l'île de Sein pour 2019-2023 et 2024-2028 sont fixés comme suit :

	2018	2023 (1)	2028 (1)
MDE		-0.3 MWh	-0.5 MWh
PV	139 kW	150 kW	250 kW
Eolien	7 kW	250 kW	500 kW
Stockage	200 kW / 180 kWh	200 kW / 500 kWh	200 kW / 1MWh
Part des EnR dans le mix	10%	60%	75%

(1) Capacité totale installée

10.5.2. Objectifs pour les périodes 2019-2023 et 2024-2029

Les actions de maîtrise de la demande doivent être poursuivies :

- rénovation du bâti pour diminuer la consommation électrique des bâtiments et extension aux professionnels. L'objectif est d'atteindre un rythme de 10 dossiers traités par an ;
- nouvelles campagnes de distribution de led et de remplacement des appareils électroménagers économes.

Ces efforts devraient permettre de diminuer la consommation de 300 MWh/an à partir de 2023.

Le développement des énergies renouvelables doit se poursuivre et se focalisera sur deux axes :

- Un développement du photovoltaïque : le gisement sur les bâtiments communaux arrivant à saturation, la capacité installable sur les habitations individuelles devra faire l'objet d'une étude quantitative et d'acceptabilité architecturale ;
- Le productible éolien sur l'île est exceptionnel, avec un facteur de charge supérieur à 3000h/an mesuré via un mâât installé sur l'île en 2015/2016. Un projet de 250 kW est actuellement en cours d'instructions par les services de l'Etat.

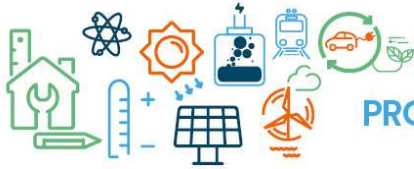
Ces deux axes devraient permettre d'atteindre 60% d'énergie renouvelable.

En termes de gestion de l'intermittence et de pilotage des usages :

- La mise en place d'heures creuses mobiles calquées sur les plages de fonctionnement des renouvelables. Ce pilotage favorisera un décalage des demandes dans le but de minimiser l'écrêtement de la production renouvelable ;
- Le pilotage de l'osmoseur par l'infrastructure de pilotage du système. Cette infrastructure permettra de faire fonctionner l'osmoseur lors des périodes de production renouvelable ;
- Combiné à l'utilisation des flexibilités, le dimensionnement actuel de la batterie en énergie devrait être suffisant pour absorber la production renouvelable jusqu'en 2023, éolienne incluse.

Dans la perspective d'une île "100% ENR" à horizon 2030, les systèmes de pilotage, de flexibilités et de stockage devront être adaptés et feront l'objet d'études :

- Poursuite des efforts de maîtrise de la demande ;



- En première analyse, le développement de la puissance renouvelable sera principalement basé sur le photovoltaïque et l'éolien. Sous réserve de réussite de la première installation éolienne, la période 2023-2030 sera l'occasion d'un renforcement de la capacité éolienne. Suivant le gisement et la faisabilité architecturale du photovoltaïque sur les habitations individuelles préalablement étudiés, une phase d'implémentation visera le 100% renouvelable ;
- Le potentiel et la faisabilité des énergies marines (houlomoteur, hydrolien, etc.) seront à étudier, avec pour objectif de diversifier les moyens de production tout en maîtrisant les coûts ;
- Augmentation des capacités de stockage par batteries pour intégrer la production renouvelable supplémentaire ;
- Etude de nouvelles flexibilités, notamment au niveau du pilotage des usages via Linky ;
- Etude de solutions de stockage moyen terme (par exemple, hydrogène) pour approcher le 100% renouvelable.

10.6. Chausey

10.6.1. Situation en 2017

Chausey (0,65 km²) désigne à la fois l'archipel et la Grande Île (0.45 km²), qui est la seule habitée (11 habitants à l'année et 123 abonnés). Chausey a consommé en 2017 près de 500 MWh. La puissance appelée varie entre 20 et 250 kW. et présente une forte variabilité saisonnière : l'île n'abrite qu'une petite dizaine de personnes durant la période hivernale mais voit de conséquents pics d'affluence lors des vacances estivales et des périodes de grande marée (environ 200 000 visiteurs sont accueillis chaque année).

Deux actions de maîtrise de la demande ont été engagées en 2017 :

- Une convention de Maîtrise de la Demande en Energie (MDE) signée en juillet 2017 entre EDF SEI et la mairie de Granville prévoit des incitations commerciales en faveur d'actions de Maîtrise de la Demande en Energie ;
- En août 2017, EDF, le Syndicat d'Energie de la Manche (SDEM) et la Mairie de Granville ont mené une opération conjointe auprès des habitants de l'île de remise de led, mousseurs et pommeaux de douche économes, distribution de plus de 400 ampoules led ainsi que des économiseurs d'eau touchant 80% des habitations.

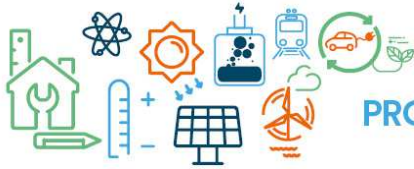
Le mix électrique est à l'heure actuelle 100% thermique. Aucune installation renouvelable n'a été installée sur l'île. Des études de gisement photovoltaïque ont été menées par le Syndicat d'Energie de la Manche. Les conclusions présentées en mairie fin juin 2018, font apparaître un potentiel total supérieur à la demande actuelle. Ce potentiel doit désormais être analysé au regard des critères environnementaux.

Aujourd'hui, aucun système de stockage ou de pilotage n'a été mis en place. Le déploiement des compteurs Linky a commencé en 2016 et tous les clients actifs en sont équipés.

10.6.2. Objectifs pour les périodes 2019-2023 et 2024-2029

L'objectif est d'enclencher la transition dès aujourd'hui pour s'approcher, en 2030, d'un mix 100% renouvelable sur l'île.

Des discussions sont en cours avec l'Association des Îles du Ponant et EDF SEI concernant la mise en place d'un programme de l'habitat visant à apporter des aides financières pour des travaux de rénovation



thermique bâtiment (remplacement fenêtres, isolation, etc.). Par ailleurs, dans le cadre de la convention MDE signée avec la mairie de Granville en 2017, des accords d'opérations type rénovation de l'éclairage public, nouvelle distribution de LED, installation de pompes à chaleur pour le chauffage des locaux permanents ou remplacement des appareils électroménagers énergivores sont à l'étude. De 502 MWh en 2017, la consommation est estimée descendre vers 450 MWh en 2023 et 400 MWh en 2028.

Plusieurs sources d'énergie renouvelable sont envisagées pour Chausey :

- Le photovoltaïque est la source la plus simple à mettre en œuvre avec un facteur de charge estimé à environ 1100 h/an ;
- Le petit éolien présente un intéressant gisement du fait des conditions météorologiques de l'île. Toutefois, les possibilités d'implantation sur l'île sont très limitées ;
- Par ailleurs, des études doivent être menées pour étudier le gisement et la faisabilité des autres énergies renouvelables notamment marines (hydrolien, etc.).

L'étude en cours sur le solaire photovoltaïque montre un potentiel important, qui permettrait d'atteindre l'objectif de 100% d'énergie renouvelable dans le bouquet énergétique, avec un (des) système(s) de stockage lié(s). Ces installations auront un impact sur l'environnement, qui sera caractérisé dans le cadre des études et partagé au cours de l'enquête publique (nécessaire pour toute installation de plus de 3 kW). Ces études permettront également de mettre en avant les externalités positives servant l'intérêt général (arrêt progressif des groupes, suppression de risques de pollution, sécurité d'alimentation, ...).

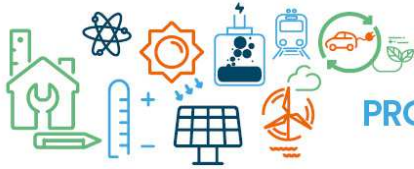
En termes de gestion de l'intermittence et de pilotage des usages :

- la mise en place d'heures creuses différenciées, permises par Linky, permettra de limiter les appels de puissance et, en parallèle du développement des énergies renouvelables, de faire coïncider les heures creuses ainsi que les usages communaux (tels le système de traitement des eaux) avec les plages de production renouvelable ;
- un système de stockage par batteries relié à un système de pilotage centralisé maximisera la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique ;
- Le système par batterie pourrait être complété par un système de stockage par hydrogène. L'intérêt d'un stockage par hydrogène doit être évalué. La solution comprendrait un électrolyseur, un réservoir de stockage d'hydrogène et une pile à combustible. Les puissances de l'électrolyseur et de la pile à combustible seraient de l'ordre de 50 kVA. Le système serait installé de façon centralisée ou à l'échelle d'un bâtiment occupé de manière permanente pour alimenter certaines habitations de façon autonome et ainsi diminuer la puissance appelée sur le réseau en semaine, période de faible fréquentation de l'île. Ce système hydrogène serait dans les deux cas interfacé avec le système de pilotage du système électrique de l'île.

La production photovoltaïque alliée à un double système de stockage par batterie et par hydrogène permettrait un "ilotage" pendant environ 16 heures par jour et ainsi de limiter le fonctionnement des groupes thermiques.

Dans la perspective d'une île "100% ENR" à horizon 2030, les systèmes de pilotage, de flexibilité et de stockage devront être adaptés et feront l'objet d'études :

- Poursuite des actions de maîtrise de la demande, dans la lignée des accomplissements de la période 2018-2023 ;
- Suivant le gisement et la faisabilité architecturale du développement du photovoltaïque diffus, un renforcement des puissances installées sera mis en œuvre dans le but d'approcher le 100% renouvelable ;
- Les conclusions de l'étude de gisement détermineront également la faisabilité d'une installation éolienne ;



LES ÎLES DU PONANT NON INTERCONNECTÉES
AVEC LE CONTINENT

PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE
2019-2023 2024-2028

- Des études sur la faisabilité des autres énergies renouvelables notamment marines (hydrolien, houlomoteur, etc.) seront à mener ;
- Augmentation des capacités de stockage par batteries pour intégrer la production renouvelable supplémentaire ;
- Etude de nouvelles flexibilités, notamment au niveau du pilotage des usages via Linky ;
- Etude de solutions de stockage moyen terme (par exemple, hydrogène) pour approcher le 100% renouvelable.

Les objectifs de la PPE de l'archipel de Chausey pour 2019-2023 et 2024-2028 sont fixés comme suit :

	2018	2023 (1)	2028 (1)
MDE		-0.05 MWh	-0.1 MWh
PV	0	250 kW	400 kW
Stockage	0	200 kW / 300 kWh (2)	200 kW / 300 kWh (2)
Part des EnR dans le mix	0%	50%	65%

(1) Capacité totale installée

(2) Auquel s'ajouterait, le cas échéant le démonstrateur hydrogène



11. Annexe 3 : Les indicateurs de suivi de la PPE

Les indicateurs suivants seront suivis chaque année. Un bilan sera réalisé et présenté au Conseil national de la transition écologique en septembre de l'année n+1 pour rendre compte de l'année n. Ils seront présentés dans un tableau reprenant l'évolution de l'indicateur depuis 2015 et rappelant les objectifs fixés par la PPE aux échéances 2023 et 2028.

Au cours de cette présentation, le gouvernement évaluera si les objectifs escomptés sont en cours de réalisation et s'il y a lieu de prendre des mesures politiques supplémentaires afin de renforcer la dynamique souhaitée.

Indicateur	Périmètre	Unité	Source	2015	2016	2017	2023	2028
------------	-----------	-------	--------	------	------	------	------	------

Maîtrise de la demande d'énergie et réduction de la consommation d'énergies fossiles

1	Consommation finale d'énergie hors soutes internationales	Métropole	TWh	SDES	1641	1629	1644	1543	1420
2	Consommation primaire d'énergie hors soutes internationales	Métropole	TWh	SDES	2798	2865	2911	/	/
3	Consommation énergétique primaire d'énergies fossiles	Métropole	TWh	SDES	1382	1355	1412	1151	942
4	Consommation énergétique primaire de charbon	Métropole	TWh	SDES	107	100	110	47	27
5	Consommation énergétique primaire de produits pétroliers	Métropole continentale	TWh	SDES	845	810	843	699	565
6	Consommation énergétique primaire de gaz naturel	Métropole continentale	TWh	SDES	430	445	459	406	349

Promotion des énergies renouvelables



LES INDICATEURS DE SUIVI DE LA PPE

PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE

2019-2023 2024-2028

	Indicateur	Périmètre	Unité	Source	2015	2016	2017	2023	2028
7	Part d'énergie renouvelable dans la consommation finale d'énergie	France	%	SDES	15,1	16	16,30%	25%	34% à 38%

La chaleur et le froid renouvelable et de récupération

8	Production de chaleur et froid renouvelable	France	TWh	SDES	141	155	154	196	218 à 247
9	Biomasse	Métropole	TWh	SDES	106	117	114	145	157 à 169
10	Pompes à chaleur	Métropole	TWh	SDES	21	25	28	39	44 à 54
11	Géothermie basse et moyenne énergie	Métropole	TWh	SDES	2	2	2	3	4 à 5
12	Solaire thermique	Métropole	TWh	SDES	1	1	1	2	2 à 3
13	Quantité de chaleur et de froid renouvelables et de récupération livrée par les réseaux de chaleur et de froid	France	TWh	SDES	10	11	nd	25	31 à 36

Les carburants liquides renouvelables

14	Part de biocarburants avancés ou listés à l'annexe IX de la directive ENR2 incorporés dans l'essence	Métropole continentale	%	TGAP Douane	0,3	0,3	0,3	1,8	3,8
15	Part des biocarburants avancés ou listés à l'annexe IX de la directive ENR2	Métropole continentale	%	TGAP Douane	0,35	0,35	0,35	0,85	3,2



LES INDICATEURS DE SUIVI DE LA PPE

PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE

2019-2023 2024-2028

	Indicateur	Périmètre	Unité	Source	2015	2016	2017	2023	2028
	incorporés dans le diesel								

Le gaz renouvelable

16	Part du gaz d'origine renouvelable dans la consommation finale de gaz	Métropole	%	SDES	0,5	0,6	0,7	2	9 à 13
17	Biogaz injecté dans les réseaux	Métropole continentale	TWh	SDES	0,07	0,19	0,37	6	14 à 22

L'électricité renouvelable

18	Part d'électricité renouvelable dans la consommation	France	%	SDES	18,8	19,3	20	35%	48% à 52%
19	Part d'électricité renouvelable dans la production	France	%	SDES	15,9	17,5	11,06	27%	36%
20	Hydroélectricité	Métropole continentale	GW	SDES	25,5	25,5	25,6	25,7 à 25,9	26,4 à 26,7
21	Éolien terrestre	Métropole continentale	GW	SDES	10,3	11,5	13,5	24,6	34,1 à 35,6
22	Photovoltaïque	Métropole continentale	GW	SDES	6,6	7,2	8,1	20,6	35,6 à 44,5
23	Électricité à partir de bois	Métropole continentale	MW	SDES	423	591	n.d.	800	800
24	Électricité à partir de méthanisation	Métropole continentale	MW	SDES	94	111	140	270	340 à 410
25	Éolien en mer posé	Métropole continentale	MW	SDES	0	0	0	1500	2500 à 3000



LES INDICATEURS DE SUIVI DE LA PPE

PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE

2019-2023 2024-2028

	Indicateur	Périmètre	Unité	Source	2015	2016	2017	2023	2028
26	Énergies marines (éolien flottant, hydroliennes, etc.)	Métropole continentale	MW	SDES	240	240	240		750
27	Géothermie électrique	Métropole continentale	MW	SDES	0	2	2	2	2

Sécurité d'approvisionnement

Électricité

28	Sécurité d'alimentation en électricité	Métropole continentale	h	RTE	0h30	0h45 à 2h30		/	/
29	Développement des capacités d'effacement électrique	Métropole continentale	GW	RTE	3,7	3,1		/	/
30	Taux d'interconnexion électrique	France	%	RTE	13,5%	13,3%		/	/
31	Part du nucléaire dans la production d'électricité	France	%	SDES	75,9	71,7	71,6	67	59

Gaz

32	Sécurité d'alimentation en gaz	Métropole continentale	%	DGEC	107	102	101	/	/
----	--------------------------------	------------------------	---	------	-----	-----	-----	---	---

Pétrole

33	Stations service	Métropole continentale	Nombre	DGEC	10765	10478	10377	/	/
----	------------------	------------------------	--------	------	-------	-------	-------	---	---



LES INDICATEURS DE SUIVI DE LA PPE

PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE

2019-2023 2024-2028

	Indicateur	Périmètre	Unité	Source	2015	2016	2017	2023	2028
Mobilité durable									
34	Consommation d'énergie par le secteur des transports	Métropole continentale	TWh	SDES	509	509	nd	/	/
35	Part d'énergie renouvelable consommée dans les transports	France	%	SDES	8,2	8,6	9,1	/	/
36	Consommation de BioGNV	Métropole continentale	TWh	SDES	0,03	0,06		/	/
37	Immatriculations de véhicules particuliers électriques	Métropole continentale	Nombre annuel	SDES	100599	143309	165135	/	/
Précarité énergétique									
38	Logements aidés par l'ANAH au titre de la précarité énergétique	Métropole continentale	Nombre	ANAH	49706	40726	52266	75000	/
39	Volume d'opérations bénéficiant des CEE précarité	Métropole continentale	TWhcumac	DGEC	/	174.3	/	/	/
40	Ménages bénéficiaires du chèque énergie	Métropole continentale	M	DGEC	/	0,17	0,17	4	4



LES INDICATEURS DE SUIVI DE LA PPE

PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE

2019-2023 2024-2028

	Indicateur	Périmètre	Unité	Source	2015	2016	2017	2023	2028
Indicateurs macro-économiques									
41	Émissions de GES de la production d'énergie	Métropole	Mt CO ₂ eq	CITEPA	46,6	50	54,6	/	/
42	Facture énergétique	France	Md€ ₂₀₁₇	SDES	39,67	31,42	38,59	/	/
43	Emplois dans les énergies renouvelables et d'efficacité énergétique	France	Nombre	ADEME	323510	334290	nd	/	/
44	Charges annuelles de service public de l'électricité (hors péréquation)	France	M€	CRE	/	4974,1		/	/

Quelques précisions méthodologiques

Les indicateurs 1 à 5 reportent les consommations d'énergie usages non énergétiques exclus.

Indicateurs 14 et 15 : Pour les deux filières essence et gazole, le % de biocarburants est égal au ratio entre la quantité énergétique de biocarburants physiquement incorporée de la filière et la consommation énergétique totale physique de la filière. Aucun double comptage n'est effectué.

Indicateur 16 : Il s'agit du rapport : (biogaz injecté + biogaz utilisé pour produire de l'électricité + biogaz utilisé pour fournir de la chaleur) / (consommation énergétique primaire gaz).

Les quantités de biométhane directement utilisé dans les véhicules sont négligées.

Indicateurs 20 à 27 : il s'agit des puissances cumulées en service.

Indicateur 28 : Espérance de défaillance annuelle pour cause de déséquilibre offre-demande pour l'année suivante issu du rapport de RTE

Indicateur 29 : Capacités d'Effacements tarifaires + Notification de blocs d'échanges d'effacement + Mécanismes d'ajustement + Appels d'offre + Réserves rapides et complémentaires contractualisées pour l'année

RTE <https://clients.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/services/actualites.jsp?id=9759&mode=detail>

Indicateur 30 : Capacité d'exports telle que définie par RTE divisée par la capacité de production installée totale.

Indicateur 32 : Part de l'obligation de capacités de stockage de gaz naturel couverte par des capacités de stockage souterrain de gaz naturel ou d'autres instruments de modulation.

Indicateur 38 : Le Grand Plan d'Investissement et Plan Rénovation énergétique des bâtiments donne un objectif de 75 000 logements rénovés au 31 décembre 2022.

Indicateur 39 : Le volume d'opération bénéficiant des CEE précarité est cumulée sur 2016 et 2017. La période CEE 2028 n'a pas encore été fixée à ce-jour.



LES INDICATEURS DE SUIVI DE LA PPE

PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE

2019-2023 2024-2028

Indicateur 40: Le chèque énergie a été créée en 2016. Sur la période 2016-2017, le dispositif était expérimenté sur quatre départements.

Indicateur 43: somme des emplois en ETP pour les EnR, emplois en ETP dans l'amélioration de l'efficacité énergétique dans le bâtiment (Total des marchés) et emplois en ETP dans l'efficacité énergétique dans le domaine des transports.

Source: marchés et emplois liés à l'efficacité énergétique et aux énergies renouvelables, ADEME: emplois directs ou indirects clairement identifiés

Indicateur 44: Montant de dépenses affecté au soutien aux énergies renouvelables, à la cogénération et au développement des effacements au titre de l'année civile



**Ministère de la Transition
écologique et solidaire**

Hôtel de Roquelaure
246 boulevard Saint-Germain
75007 Paris

Suivez nous sur    



MINISTÈRE
DE LA TRANSITION
ÉCOLOGIQUE
ET SOLIDAIRE