



Programmation PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE

Volet relatif à l'offre d'énergie

LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE pour la
CR**OISSANCE VERTE**

Table des matières

1	L'ELECTRICITE	4
1.1	<i>Les énergies renouvelables électriques.....</i>	4
1.2	<i>Le parc thermique à combustible fossile.....</i>	35
1.3	<i>Le nucléaire</i>	40
1.4	<i>Conclusion sur l'offre d'électricité</i>	43
2	LE GAZ	45
2.1	<i>La demande en gaz.....</i>	46
2.2	<i>L'offre en gaz naturel.....</i>	48
2.3	<i>L'offre en gaz renouvelables : le biogaz</i>	50
3	LES CARBURANTS PETROLIERS ET LES BIOCARBURANTS	52
3.1	<i>La demande en produits pétroliers</i>	52
3.2	<i>La production de pétrole brut sur le territoire national</i>	53
3.3	<i>Les importations : description de l'approvisionnement français.....</i>	54
3.4	<i>Le raffinage.....</i>	55
3.5	<i>Les biocarburants</i>	56
4	LA CHALEUR.....	58
4.1	<i>Orientations transversales et équilibre des filières.....</i>	58
4.2	<i>La consommation finale de chaleur</i>	61
4.3	<i>Les filières chaleur renouvelable et de récupération.....</i>	65
5	L'EQUILIBRE DEMANDE ET OFFRE DE BIOMASSE.....	84

La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte définit des objectifs pour la transformation de notre système énergétique, qui constituent une déclinaison des engagements internationaux et européens de la France et fixent des cibles précises à l'horizon 2030 et 2050 :

- réduire les émissions de gaz à effet de serre de 40 % entre 1990 et 2030 et diviser par quatre les émissions de gaz à effet de serre entre 1990 et 2050. Par rapport au niveau de 1990 (513 MtCO₂eq), le niveau de 2013 (444,5 MtCO₂eq) est en baisse de 13,4 %. La trajectoire est précisée dans les budgets carbone ;
- réduire la consommation énergétique finale de 50 % en 2050 par rapport à la référence 2012, en visant un objectif intermédiaire de 20 % en 2030. Par rapport au niveau de 2012 (166,3 Mtep), le niveau de 2014 est en baisse de 1,4 % (164 Mtep) ;
- réduire la consommation énergétique primaire des énergies fossiles de 30 % en 2030 par rapport à la référence 2012, en modulant cet objectif par énergie fossile en fonction du facteur d'émissions de gaz à effet de serre de chacune. Par rapport au niveau de 2012 (259,8 Mtep), le niveau de 2014 est en baisse de 1,2 % (256,6 Mtep) ;
- augmenter la part des énergies renouvelables à 23 % de la consommation finale brute d'énergie en 2020 et à 32 % de cette consommation en 2030. En 2030, les énergies renouvelables doivent représenter 40 % de la production d'électricité, 38 % de la consommation finale de chaleur, 15 % de la consommation finale de carburant et 10 % de la consommation de gaz. En 2014, les énergies renouvelables représentaient 14,6 % de la consommation finale brute d'énergie ;
- réduire la part du nucléaire dans la production d'électricité à 50 % à l'horizon 2025. En 2015, le nucléaire représentait 76,3 % de la production d'électricité ;
- multiplier par cinq la quantité de chaleur et de froid renouvelables et de récupération livrée par les réseaux de chaleur et de froid à l'horizon 2030.

L'atteinte de ces objectifs correspond à une transformation profonde de l'offre d'énergie, reposant notamment sur le développement accéléré de toutes les énergies d'origine renouvelable.

Le présent volet précise les orientations et actions de la programmation pluriannuelle de l'énergie relatives à l'offre d'énergie, au travers des différents vecteurs énergétiques : l'électricité, le gaz, les produits pétroliers, la chaleur, et enfin de manière intégrée la biomasse. D'autres décompositions seraient possibles, par exemple par ressource (solaire, éolien, pétrole, gaz, uranium) ou par besoin (logement, transport, activités économiques). L'approche retenue permet de disposer d'une vision d'ensemble par type d'énergie, et reprend la décomposition habituelle des bilans énergétiques du SOeS.

Les orientations et actions retenues en matière de développement des énergies renouvelables ont tenu compte des enjeux environnementaux associés aux technologies de production et aux ressources naturelles mobilisées. S'agissant des ressources en biomasse en particulier, qui interviennent dans plusieurs vecteurs énergétiques, les choix ont pris en compte un principe de priorisation des usages du bois en fonction de leur efficacité, en favorisant l'utilisation du bois comme matériau, puis sa valorisation énergétique par la production de chaleur, préférable à la production d'électricité.

Les estimations quantitatives des émissions de CO₂ dans le domaine de la production d'énergie sont présentées dans l'évaluation environnementale stratégique. Elles démontrent l'incidence positive de la PPE et le respect jusqu'à 2023, dans le scénario de référence, des budgets carbone fixés à titre indicatif par la SNBC dans ce secteur.

1 L'électricité

La nécessité d'éviter toute rupture d'approvisionnement tout en minimisant le coût pour la collectivité, tant économique qu'environnemental, et le respect des objectifs de la loi, en particulier en matière de développement des énergies renouvelables, conduisent à fixer les priorités d'action générales suivantes :

- Augmenter de plus de 50% le rythme de développement des énergies renouvelables électriques ;
- Limiter le recours au parc thermique à flamme en fonction du réel besoin de flexibilité, dans des conditions environnementales et économiques satisfaisantes, et privilégier les solutions d'effacement pour piloter l'équilibre offre-demande ;
- Engager les investissements de sûreté et de préparation d'une première tranche de prolongations des centrales nucléaires au cours de la première période de la programmation tout en conservant des flexibilités pour la deuxième période, pour tenir compte de l'objectif de diversification, des décisions futures de l'ASN, du rythme de développement des énergies renouvelables et de l'évolution constatée de la consommation et des exportations.

1.1 Les énergies renouvelables électriques

⇒ *Document de référence : Panorama de l'électricité renouvelable en 2015, RTE - SER - ERDF - ADEeF, 2016.*

1.1.1 Les orientations transversales

Objectif général

- ⇒ Augmenter la production d'électricité renouvelable à hauteur de 150 à 167 TWh en 2023.

Orientations transversales

- ⇒ Mener à bien la transition vers de nouvelles modalités de soutien reposant sur le complément de rémunération.
- ⇒ Accélérer le développement des projets d'énergies renouvelables tout en prenant en compte de façon renforcée les enjeux environnementaux, de faisabilité locale, de conflits d'usages.
- ⇒ Concrétiser et poursuivre les mesures de simplification administrative mises en œuvre 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.
- ⇒ Réduire les délais des appels d'offres et mettre en place un cadencement régulier.
- ⇒ Etendre la maîtrise de la chaîne de valeur des filières d'énergies renouvelables de l'industrie française pour le marché national et l'export par l'innovation et l'accompagnement aux initiatives de structurations des filières.
- ⇒ Publier la stratégie nationale de transition vers l'économie circulaire facilitant notamment le recyclage des métaux nécessaire au développement des énergies renouvelables.
- ⇒ Développer et adapter les actions de formation requises par le développement des énergies renouvelables dans le cadre du plan de programmation de l'emploi et des compétences.

Actions concrètes 2016-2017

- ⇒ Mettre en place les nouveaux mécanismes de soutien (complément de rémunération) : publier les arrêtés tarifaires en 2016.
- ⇒ Mettre en œuvre la nouvelle procédure d'appel d'offres prévue par le décret n° 2016-170 du 18 février 2016 afin d'accélérer les délais.
- ⇒ Simplifier 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'Etat.
- ⇒ Simplifier le 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 (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.
- ⇒ Simplifier les 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).
- ⇒ Simplifier les 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.
- ⇒ Tirer en 2017 le bilan des expérimentations de permis unique.
- ⇒ Mettre en œuvre le décret n° 2016-399 du 1er avril 2016 relatif au délai de raccordement des installations de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable.
- ⇒ Intégrer des critères et bonus liés à l'investissement participatif dans les appels d'offres.
- ⇒ Assouplir par décret les conditions applicables au financement participatif de projets de production d'énergie renouvelable sur des plates-formes.

DES OBJECTIFS AMBITIEUX

La directive n° 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 fixe l'objectif de 20 % d'énergies renouvelables dans la consommation d'énergie totale à l'horizon 2020 et à l'échelle de l'Union. Les conclusions du Conseil européen des 23 et 24 octobre 2014 ont par ailleurs fixé un objectif d'au moins 27 % d'énergie renouvelable dans sa consommation énergétique, qui sera contraignant au niveau européen.

Dans ce cadre, la France s'est engagée à porter la part des énergies renouvelables de sa consommation énergétique finale d'à peine 10 % en 2005 à 23 % en 2020, objectif qui se déclinait en 27% d'énergies renouvelables électriques. Il s'agit ainsi de produire 20 Mtep d'énergies renouvelables en plus, en faisant plus que doubler le niveau initial. La France s'est par ailleurs fixée des objectifs ambitieux de développement des énergies renouvelables à 2030 dans le cadre de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, qui prévoit une part de 32 % d'énergies renouvelables dans la consommation d'énergie finale en 2030, dont 40 % pour la part d'énergies renouvelables dans la production d'électricité (contre un peu moins de 20 % en 2014, et 16 % environ en 2015, année marquée par une production hydraulique très faible).

L'ensemble des objectifs quantitatifs de développement définis dans le présent chapitre permet d'atteindre une **production d'électricité renouvelable comprise entre 150 et 167 TWh par an en 2023**, soit entre 12,9 et 14,4 Mtep. Si la consommation et le solde exportateur restaient stables, la production d'électricité renouvelable représenterait 28 à 31 % de la production électrique et 32 à 35 % de la consommation électrique en 2023.

Ces objectifs nous placent en ligne avec l'atteinte d'un objectif de 40 % de production électrique renouvelable en 2030 : dans un scénario où la consommation électrique et le solde exportateur seraient inchangés en 2030 (respectivement à environ 475 et 65 TWh), l'objectif de 40 % de production équivaldrait à 216 TWh (soit 18,6 Mtep), et une progression linéaire vers cet objectif conduirait à une production électrique renouvelable d'environ 155 TWh (soit 13,3 Mtep) en 2023.

Dans le cas où la consommation électrique croîtrait fortement sur la période, une nouvelle accélération du développement des énergies renouvelables serait nécessaire au-delà de 2023 pour atteindre l'objectif de 40 %.

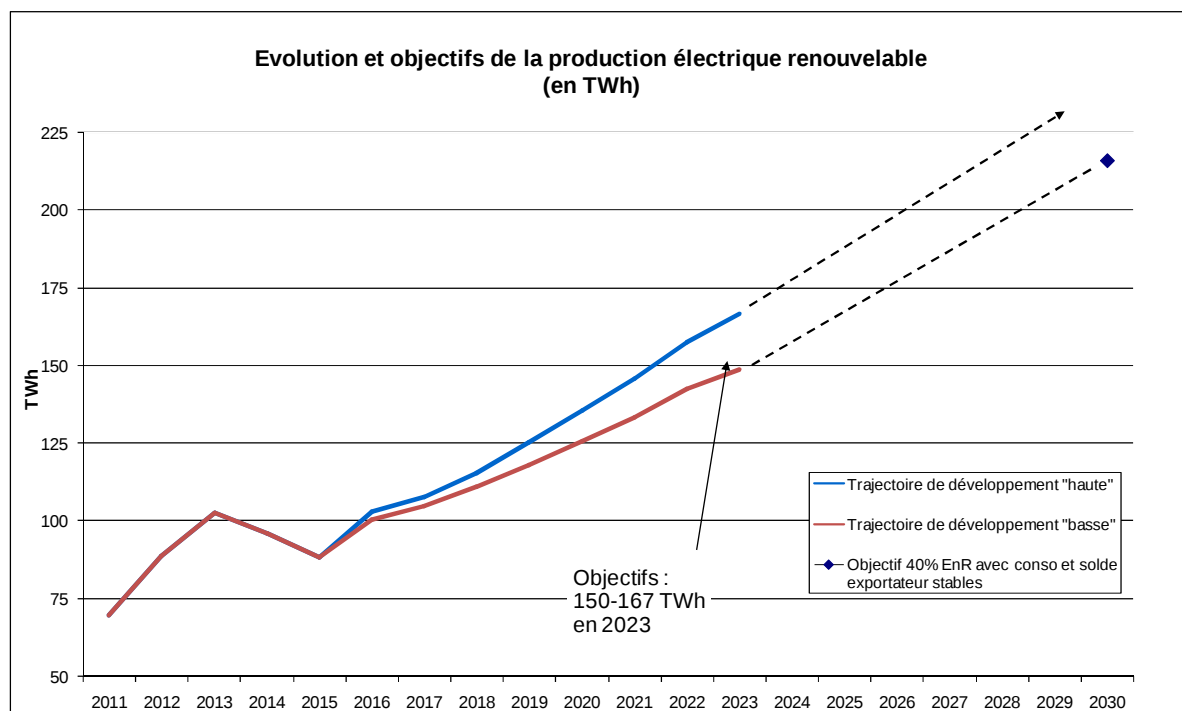


Figure 1. Evolution de la production électrique renouvelable selon les objectifs fixés

Ces objectifs très ambitieux nécessitent une action très forte de soutien à l'ensemble des filières d'énergie renouvelable, en tenant compte de leurs spécificités variées.

UN NECESSAIRE EQUILIBRE ENTRE LES DIFFERENTES FILIERES

Un des principaux enjeux de la programmation pluriannuelle de l'énergie est de décliner les objectifs de développement des énergies renouvelables électriques fixés par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte entre les différentes filières renouvelables. Cette déclinaison doit correspondre à une optimisation et un équilibre entre plusieurs enjeux :

- **l'enjeu financier** : dans la mesure où les énergies renouvelables sont à ce jour très majoritairement soutenues par la puissance publique (et à travers elle par le consommateur, via la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité et les taxes intérieures de consommation sur les énergies fossiles), il est important d'orienter le développement vers les filières les plus compétitives, ou qui disposent d'un potentiel de réduction des coûts qui les rendra compétitives dans un futur proche ;
- **l'enjeu environnemental** : les impacts des installations de production d'électricité doivent être maîtrisés, qu'il s'agisse des impacts liés à leur implantation, ou ceux liés à leur exploitation (par exemple la pression sur la ressource en biomasse) ;
- **l'enjeu de faisabilité** : si le gisement brut ne constitue souvent pas une contrainte pour le développement de la majorité des nouvelles énergies renouvelables, les enjeux d'acceptation des projets par les acteurs locaux, notamment les projets éoliens, ont montré ces der-

nières années l'importance de mieux accompagner les processus locaux pour faciliter le développement des projets ;

- **l'enjeu d'intégration au système électrique** : les installations utilisant l'énergie des cours d'eau, du soleil ou du vent ont des profils de production variables, ce qui nécessite de gérer leur intermittence et d'améliorer la flexibilité du système électrique pour garantir la sécurité d'approvisionnement.

La question du gisement technique des différentes filières d'énergie renouvelable apparaît en revanche peu prégnante : excepté pour l'hydroélectricité et pour la géothermie électrique où les gisements d'énergie restant à développer apparaissent limités en métropole, les autres filières sont caractérisées par des potentiels de développement physique très supérieurs aux capacités qui devraient être développées pour atteindre l'objectif de 40 % d'énergie renouvelable en 2030 (et l'hydroélectricité présente un gisement important de puissance et de stockage).

Si l'hydroélectricité est aujourd'hui une électricité non intermittente, peu coûteuse et prépondérante dans le mix électrique renouvelable, les contraintes techniques et environnementales liées à son développement ainsi que le faible potentiel restant à développer nécessitent de porter les efforts également sur les autres filières d'énergies renouvelables.

L'éolien terrestre est aujourd'hui l'énergie renouvelable la moins coûteuse avec l'hydraulique (de taille moyenne) et les centrales solaires au sol. Cette filière doit donc constituer l'un des piliers du développement des énergies renouvelables dans le mix électrique. Elle présente, toutefois, des enjeux environnementaux et de faisabilité locale importants qui freinent actuellement son développement, et limiteront probablement son accélération à court terme. L'atteinte des objectifs nécessite par conséquent un développement important des autres filières.

La filière photovoltaïque, dont les coûts se sont réduits drastiquement ces dernières années, présente un potentiel important, à la fois pour les centrales au sol et pour les centrales sur bâtiment. Le coût des centrales photovoltaïques au sol devrait passer en-dessous du coût de l'éolien terrestre dans les prochaines années : cela justifie de privilégier le développement de ces installations, tout en veillant à la localisation prioritaire des projets sur les espaces artificialisés afin de préserver les espaces naturels et agricoles et de limiter les conflits d'usages des sols.

Les filières de production d'électricité renouvelable à partir d'énergie thermique ont l'avantage de produire de l'électricité en base en remplaçant des moyens de production fossiles ou nucléaires. Les impacts environnementaux qu'elles présentent en matière d'utilisation de la ressource de biomasse et la hiérarchie des usages doivent toutefois conduire à préférer une valorisation de la chaleur quand c'est possible, et orienter la valorisation électrique vers des ressources particulières comme les déchets. Le potentiel technique de la ressource biomasse existe¹, sous réserve de lever les freins à la mobilisation de la ressource et sans préjudger d'éventuels déséquilibres locaux.

La filière géothermie électrique, dont la production reste marginale en métropole, présente également l'avantage de produire de l'électricité en base et sans intermittence. La filière se structure progressivement autour de plusieurs projets à la fois dans les territoires ultra-marins et en métropole, laissant présager d'une augmentation de la capacité installée dans les années à venir.

Enfin, les filières marines présentent des potentiels de développement importants mais des coûts encore élevés. Les objectifs fixés dans la PPE doivent donc tenir compte de leurs perspectives industrielles en France et à l'export, de leurs enjeux environnementaux dont la connaissance doit être améliorée, et du degré de maturité et de compétitivité des technologies.

SIMPLIFIER ET ACCELERER LE DEVELOPPEMENT DES ENERGIES RENOUVELABLES ELECTRIQUES

Réformer les mécanismes de soutien pour intégrer au marché des quantités croissantes d'énergies renouvelables

Le développement des énergies renouvelables s'inscrit dans un contexte national et européen en évolution. Le secteur des énergies renouvelables est désormais confronté à un défi majeur : pour s'adapter à l'intégration de quantités importantes d'énergies renouvelables dans le mix de production électrique, les dispositifs de soutien aux énergies renouvelables doivent contribuer à favoriser une

¹ Au vu des résultats de l'étude menée par l'IGN – FCBA – ADEME sur les disponibilités en bois en France métropolitaine aux horizons 2020 et 2035.

intégration des renouvelables la plus efficace possible dans le marché de l'électricité et le système électrique.

Dans ce nouveau contexte, le principe de vente de l'électricité sur le marché associée à une prime complémentaire, le « complément de rémunération », a été instauré par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte. Ce nouveau dispositif de soutien concerne l'ensemble des installations de plus de 500 kW .

Développer les appels d'offres

Le complément de rémunération sera combiné, pour une part importante des nouvelles capacités (en particulier pour la majorité des installations de plus de 1 MW à partir de 2017), à des dispositifs d'appels d'offres, qui présentent les avantages suivants :

- favoriser la concurrence pour faire baisser les coûts unitaires de production,
- mieux piloter le rythme de développement des différentes filières, pour contrôler les volumes,
- prendre en compte des enjeux environnementaux et des risques de conflits d'usage au travers des modalités de sélection des projets (enjeux sur la ressource pour la cogénération biomasse, conflits d'usage potentiel avec les terres agricoles pour les centrales photovoltaïque au sol, rareté des zones propices pour l'éolien en mer, etc.).

Afin d'accélérer le développement des énergies renouvelables pour atteindre les objectifs évoqués précédemment, une simplification des appels d'offres a été engagée. Jusqu'à présent, les délais entre la décision de lancement de l'appel d'offres et celle de désignation des lauréats pouvaient aller de 18 à 27 mois. La procédure a été simplifiée pour réduire ces délais : le cahier des charges est désormais rédigé par les services du ministère de l'environnement, de l'énergie et de la mer ; les délais d'instruction ainsi que les délais entre l'élaboration du cahier des charges et sa publication sont raccourcis ; le dépôt des dossiers se fait par voie électronique et le cahier des charges peut prévoir la mise en place d'un système de classement automatisé des offres déposées en ligne afin de réduire le délai d'instruction, en particulier pour les filières où les projets sont relativement standardisés.

L'affichage d'une planification des appels d'offres constitue également une voie d'amélioration, pour donner de la visibilité aux industriels. A partir de 2016, le lancement d'appels d'offres pluriannuels, fondés sur un cahier des charges commun et des périodes de candidature successives, sera systématisé selon le calendrier indicatif suivant :

Calendrier prévisionnel	2016				2017				2018				2019	
	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2
Solaire (sol)		Lancement AO tri-annuel		Échéance 1 (500 MW)		Échéance 2 (500 MW)		Échéance 3 (500 MW)		Échéance 4 (500 MW)		Échéance 5 (500 MW)		Échéance 6 (500 MW)
Solaire (bâtiments)		Lancement AO tri-annuel		Échéance 1 (150 MW)	Échéance 2 (150 MW)	Échéance 3 (150 MW)		Échéance 4 (150 MW)	Échéance 5 (150 MW)	Échéance 6 (150 MW)		Échéance 7 (150 MW)	Échéance 8 (150 MW)	Échéance 9 (150 MW)
Biomasse	Lancement AO tri-annuel		Échéance 1 (50 à 100 MW)				Échéance 2 (50 à 100 MW)				Échéance 3 (50 à 100 MW)			
Méthanisation	Lancement AO tri-annuel		Échéance 1 (10 MW)				Échéance 2 (10 MW)				Échéance 3 (10 MW)			
Eolien en mer posé		Lancement d'un appel d'offre et des études techniques mutualisées												
Petite Hydro-électricité		Lancement AO1		Échéance AO1	Attribution AO1		Lancement AO2 éventuel		Échéance AO2		Attribution AO2			
Hydrolien			Lancement AO1										Lancement AO 2	
Eolien flottant			Lancement AO1											

Figure 2. Calendrier indicatif des appels d'offres pour les énergies renouvelables

Simplifier les procédures administratives

La simplification des procédures administratives pour l'implantation de nouvelles installations de production d'électricité renouvelable est un levier important de l'accélération du développement des énergies renouvelables. A cet égard, les actions suivantes ont été mises en œuvre en cohérence avec les objectifs ambitieux fixés par la PPE :

- La procédure d'appels d'offres pour le développement des énergies renouvelables a été simplifiée pour permettre le lancement plus rapide de nouveaux appels d'offres et répondre aux objectifs ambitieux de la PPE (décret n° 2016-170 du 18 février 2016 relatif à la procédure d'appel d'offres pour les installations de production d'électricité) ;
- L'autorisation d'exploiter au titre du code de l'énergie a été simplifiée en relevant très significativement les seuils de puissance des installations de production à partir d'énergie renouvelable 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'Etat (décret n° 2016-687 du 27 mai 2016 relatif à l'autorisation d'exploiter les installations de production d'électricité) ;
- Le cadre juridique applicable aux énergies renouvelables en mer a été simplifié en limitant les délais de recours en confiant le traitement des recours par une cour administrative d'appel 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 (décret n° 2016-9 du 8 janvier 2016 concernant les ouvrages de production et de transport d'énergie renouvelable en mer) ;
- Les démarches administratives pour bénéficier de l'obligation d'achat ont été simplifiées en supprimant la procédure du CODOA (certificat ouvrant droit à l'obligation d'achat) (décret n° 2016-691 du 28 mai 2016) ;
- Les démarches administratives ont été simplifiées 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 (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) ;
- enfin, le permis unique devrait être étendu en 2017, et conduire à la suppression pour l'éolien terrestre de la nécessité d'un permis de construire.

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

A l'échelle territoriale, l'investissement participatif devrait permettre de renforcer l'ancrage territorial des installations renouvelables et de faciliter les projets en améliorant leur faisabilité locale. Le Gouvernement prévoit ainsi, en application de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, de faciliter la participation des habitants et des collectivités territoriales au capital des sociétés de projet pour les énergies renouvelables. Ceci permettra aux citoyens et aux territoires de s'approprier les questions d'énergie en devenant acteurs de la transition énergétique, ce qui constitue un levier important de la réussite des projets. Concrètement, les appels d'offres lancés à partir de 2016 favorisent systématiquement les projets qui mettent en œuvre des solutions d'investissement participatif.

1.1.2 L'hydroélectricité**Objectifs quantitatifs**

- ⇒ **Augmenter la capacité de production hydroélectrique de 500 à 750 MW et la production de 2 à 3 TWh d'ici 2023.**

Orientations

- ⇒ **Préserver la capacité de flexibilité de l'hydroélectricité, essentielle pour contribuer à la flexibilité du système électrique et faciliter l'intégration de capacités accrues d'énergies renouvelables.**
- ⇒ **Evaluer les pertes de production liées aux actions de rétablissement de la continuité écologique et optimiser autant que possible la conciliation des enjeux de préservation des milieux et de production d'énergie renouvelable.**

- ⇒ Relancer le développement de l'hydroélectricité par des appels d'offres réguliers et par l'optimisation des concessions existantes.
- ⇒ Engager d'ici 2023 des projets de stockage sous forme de STEP, en vue d'un développement de 1 à 2 GW de capacités entre 2025 et 2030.

Actions concrètes 2016-2017

- ⇒ Lancer un appel d'offres dédié au développement de la micro et petite hydroélectricité en 2016.
- ⇒ Permettre le bénéfice du complément de rémunération pour les nouvelles concessions hydroélectriques qui le nécessitent.
- ⇒ Identifier les conditions économiques permettant le développement des STEP, notamment en termes d'évolution de la fiscalité.

LE DEVELOPPEMENT DE LA FILIERE ENTRE 2009 ET 2015

L'hydroélectricité est la première des énergies renouvelables en France, avec un productible² annuel d'environ 67 TWh, soit 5,8 Mtep. La production effective varie fortement selon les années en fonction des conditions hydrologiques, comme l'a démontrée la période récente : de 50,3 TWh en 2011, la production a cru à 75,7 TWh en 2013. Compte tenu de cette variabilité mais aussi du caractère flexible de la production hydroélectrique qui est un atout pour le système électrique, cette filière doit toujours être analysée selon les deux indicateurs du productible et de la puissance installée.

L'hydroélectricité est une filière mature dont le développement est inférieur aux objectifs. La PPI de 2009 retenait ainsi les objectifs de développement de 3 TWh de production et 3000 MW de puissance installée supplémentaires à l'horizon 2020, par rapport à 2009.

	Puissance	Production	Dont perte liée aux débits réservés et actions de continuité écologique	Dont évolution de la production brute (optimisation existant, nouvelles centrales)
Objectifs PPI	+ 3000 MW	+ 3 TWh	- 2,5 TWh	+ 5,5 TWh
Réalisé 2015	Non significatif	- 1,3 TWh	- 2,2 TWh estimés	+ 0,9 TWh estimés

Tableau 1 : Objectifs PPI pour l'hydroélectricité (source : DGEC)

Ces objectifs sont très loin d'être atteints :

- Fin 2014, la puissance raccordée s'élevait à 25 391 MW³ ; la file d'attente était de 571 MW, représentant environ 20% de l'objectif de développement.
- Par rapport à 2009, un seul projet d'envergure a été mis en service : le barrage de Rizzanese en Corse, d'une puissance de 55 MW. Aucun appel d'offre n'a été mené pour développer les capacités de production.
- Il n'y a pas eu de développement permettant de compenser la réduction de la production due au relèvement des débits réservés début 2014 et aux actions d'amélioration de la continuité écologique. Seuls 0,9 TWh seraient aujourd'hui en développement (projet Romanche-Gavet, équipements de turbinage des débits réservés).

Les évolutions du cadre réglementaire

Le cadre réglementaire des installations hydroélectriques connaît une évolution importante :

→ *Installations soumises à autorisation* : un décret du 1^{er} juillet 2014 a pleinement intégré ces installations dans la nomenclature IOTA (installations, ouvrages, travaux, activités ayant des incidences sur les milieux aquatiques), leur classement en autorisation ou déclaration étant désormais lié à leur incidence physique sur le milieu et non à leur fonction de production d'électricité. Un arrêté ministériel de prescriptions générales, remplaçant le règlement d'eau type, a été publié le 11 septembre 2015.

² Compte tenu de la forte variabilité des conditions hydrologiques d'une année à l'autre, la production hydroélectrique est davantage mesurée par le productible, qui constitue la production maximale annuelle (sans maintenance, arrêts, etc.) dans des conditions hydrologiques moyennes.

³ Panorama des énergies renouvelables 2014.

Par ailleurs, l'expérimentation relative à l'autorisation unique pour les IOTA, intégrant l'ensemble des autorisations requises au titre du code de l'environnement a été étendue à l'ensemble du territoire par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, et doit permettre de réduire les délais d'instruction des dossiers.

→ *Installations soumises au régime de concession* : la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte comporte de nombreuses dispositions rénovant le cadre des concessions, qui seront mises en œuvre sur la première période de la PPE : regroupement des concessions par vallée, prolongation éventuelle de certaines concessions, et renouvellement des concessions échues le cas échéant sous la forme de sociétés d'économie mixte.

Ces dispositions visent notamment à encourager l'investissement pour développer les capacités hydroélectriques. Les résultats ne se traduiront pas par des augmentations de puissance ou de production dans la première période de la PPE, mais certains projets pourront aboutir à l'horizon 2023.

LES ENJEUX SOCIO-ECONOMIQUES, INDUSTRIELS ET ENVIRONNEMENTAUX

Enjeux pour le système électrique

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

- il s'agit d'une filière renouvelable prédictible ;
- sa flexibilité (installations de lacs et d'éclusee et STEP) permet d'assurer 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 de lisser la production pour suivre la consommation sur une période hebdomadaire (stockage le week-end et production en semaine) ;
- enfin, la flexibilité des installations de lac et d'éclusee permet de répondre aux besoins d'ajustement du système électrique (services système et mécanisme d'ajustement) à la place d'autres moyens de production moins flexibles pour optimiser globalement le système électrique.

Enjeux environnementaux

Afin de préserver la qualité des milieux aquatiques et de garantir les autres usages de l'eau, un ouvrage hydroélectrique doit observer différentes prescriptions comme le maintien d'un débit minimum dans le cours d'eau où il se trouve, appelé « débit réservé », ou l'équipement de dispositifs permettant de garantir la continuité écologique du cours d'eau comme les passes à poissons.

Les débits réservés ont en particulier été relevés par la réglementation à partir du 1^{er} janvier 2014 : ils ne doivent pas être inférieurs au 10^{ème} du module, ou au 20^{ème} du module sur les cours d'eau dont le module est supérieur à 80m³/s ainsi qu'à l'aval d'ouvrages assurant la production d'électricité aux heures de pointe. La mise en place de ces dispositions a impacté la production électrique des ouvrages existants dans une proportion estimée à 2,2 TWh entre 2009 et 2015. Cet impact reste encore à quantifier pour les années à venir puisque la réglementation prévoit que les ouvrages hydroélectriques implantés sur les cours d'eaux classés en liste 2 en application de l'article L. 214-17 du code de l'environnement devront disposer de dispositifs assurant la continuité écologique d'ici 2017 ou 2018 suivant le bassin versant où se trouve l'ouvrage hydroélectrique.

A l'instar des ouvrages existants, les projets hydroélectriques soulèvent des problématiques environnementales très différentes suivant la taille du projet et selon la sensibilité de son lieu d'implantation. Pour un projet de faible ampleur visant l'équipement d'un seuil 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 la continuité écologique à la montaison ou pour 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 éclusee 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.

Enjeux industriels et d'emploi

La filière hydroélectrique française, construite sur le développement d'un parc national important, est ancienne. Compte tenu de l'absence de grands projets ces dernières années, les entreprises ont principalement développé leur activité à l'export. Le savoir-faire français en hydroélectricité est mondialement reconnu, et l'activité des entreprises françaises à l'étranger est en essor. Ce sont les études et l'ingénierie qui constituent le gros des exportations, plutôt que les exportations d'équipements. En 2012, les exportations d'équipements dans la filière hydraulique ont représenté 463 M€ pour une puissance de 44 MW, correspondant à près de 2100 emplois.

La filière hydroélectrique représentait environ 12 000 emplois en France en 2012 selon l'ADEME⁴, qui se concentrent principalement sur la production avec 8 800 emplois, la partie construction - fabrication représentant environ 3000 emplois. L'ingénierie d'EDF et ALSTOM constituent les deux principaux acteurs français pour les installations importantes. Un écosystème de PME existe aussi autour de la petite hydroélectricité.

Coûts de l'hydroélectricité

L'hydroélectricité est une des énergies renouvelables les moins coûteuses 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 et alors que les coûts liés aux travaux à visée environnementale sont de plus en plus conséquents.

De fortes disparités sont cependant observées suivant les caractéristiques de l'installation et notamment en fonction de la puissance installée et de la hauteur de chute exploitée. Ainsi plus la puissance installée et la hauteur de chute seront grandes, moins l'énergie hydroélectrique sera coûteuse. Les coûts unitaires moyens observés⁵ oscillent ainsi entre 30 et 50 €/MWh pour de grandes installations au fil de l'eau, 70 et 90 €/MWh pour les installations de forte puissance et exploitant des hautes chutes, tandis que ceux des installations de faible puissance et exploitant des basses chutes peuvent varier entre 100 et 160 €/MWh.

Enfin, certaines installations présentent des coûts unitaires particuliers :

- celles découlant de l'équipement hydroélectrique d'un seuil existant et dont les investissements en génie civil vont donc être moindres ; les coûts unitaires moyens peuvent alors être diminués de l'ordre 25 % par rapport à ceux observés pour des installations similaires ;
- les STEP dont les coûts d'exploitation sont élevés en raison des charges supplémentaires liées au pompage et de périodes de turbinage moins étendues.

LES OBJECTIFS DE DEVELOPPEMENT 2018 et 2023

Des travaux menés en 2013 ont actualisé l'évaluation du potentiel hydroélectrique restant à développer : une première étude réalisée par l'UFE a été confrontée aux différentes études régionales réalisées dans le cadre des SRCAE ainsi qu'aux connaissances des DREAL, permettant d'aboutir dans la plupart des cas à une convergence sur l'évaluation du potentiel⁶. Le tableau suivant présente le croisement de ce potentiel avec le classement des cours d'eau (continuité écologique).

	Régime juridique	Cours d'eau classé	
		Liste 1	Hors liste 1
Nouveaux ouvrages	Autorisation (PMB < 4,5 MW)	Env. 580 MW 1,9 TWh	Env. 170 MW 0,6 TWh
	Concession (PMB ≥ 4,5 MW)	Env. 1600 MW 5,8 TWh	Env. 490 MW 1,7 TWh
Seuils existants	Autorisation	Entre 260 et 470 MW (0,9 – 1,7 TWh)	

Tableau 2 : Potentiel hydroélectrique

⁴ Etude Marchés et emplois liés à l'efficacité énergétique et aux énergies renouvelables - Novembre 2014

⁵ LCOE - levelized cost of energy, ou coût moyen actualisé de l'énergie

⁶ Voir la synthèse du rapport disponible ici : <http://www.developpement-durable.gouv.fr/Potentiel-hydroelectrique-francais.html>

Le potentiel pour les nouveaux ouvrages constitue un potentiel physique, mais la faisabilité technique, environnementale et économique d'un équipement reste à examiner.

Pour développer ce potentiel, un appel d'offres portant à la fois sur des zones propices (construction de nouveaux ouvrages) et sur l'équipement de seuils existants a été lancé en 2016, pour les installations soumises à autorisation. Un retour d'expérience devra être réalisé sur ce premier appel d'offres, notamment pour vérifier qu'il permet une bonne prise en compte en amont des enjeux environnementaux. Par ailleurs, le décret du 27 avril relatif aux concessions d'énergie hydraulique prévoit que l'Etat peut engager la création de nouvelles concessions (puissance supérieure à 4,5 MW) sur des zones propices. Ces démarches aboutiront dans quelques années, la durée nécessaire pour mettre en service des installations après sélection par appel d'offres étant de l'ordre de 4 ans.

Le renouvellement des concessions constitue un deuxième levier pour développer l'hydroélectricité, notamment via des suréquipements d'ouvrage permettant des gains en puissance, et des investissements dans les STEP.

Enfin, il existe un potentiel d'optimisation sur les concessions existantes, non chiffré, comme le montre l'exemple des ouvrages de Gavet, sur la Romanche : 6 centrales seront remplacées par une nouvelle centrale unique de 92 MW, avec un gain de production annuelle de 150 GWh. Cette optimisation des concessions existantes sera facilitée par le regroupement des concessions par vallée, introduit par la loi relative à la transition énergétique, qui donnera une visibilité aux concessionnaires. Elle pourra aussi être réalisée dans le cadre d'éventuelles prolongations de concessions, et constituera dans tous les cas un enjeu important des renouvellements de concessions échues.

A l'horizon 2018, le potentiel de développement de l'hydroélectricité apparaît très limité, les mises en service correspondant aux projets déjà connus actuellement. En petite hydroélectricité, des rénovations d'installations existantes vont se poursuivre mais le développement de nouvelles installations sera limité à cette échéance. Sur cette période, l'enjeu fort sera de parvenir à la mise en conformité avec les règles relatives à la continuité écologiques (cours d'eau de classe 2) en limitant les pertes de productibles.

A l'horizon 2023, les travaux réalisés à l'occasion des premiers renouvellements des contrats de concession entreront en service. L'objectif retenu à cette échéance est de développer entre la moitié et les deux tiers du potentiel restant, soit 2 à 3 TWh et 500 à 750 MW, en **identifiant les secteurs de moindre enjeu environnemental**.

Au-delà de 2023, l'hydroélectricité pourrait contribuer de manière décisive à répondre au besoin de flexibilité du système électrique à l'horizon 2030, notamment grâce aux STEP. L'augmentation de la puissance installée sera recherchée prioritairement par des suréquipements d'ouvrages existants, qui ont un impact environnemental limité, ou par l'équipement de sites favorables (présence d'une voire de deux retenues déjà construites, proximité au réseau de transport d'électricité, etc.). RTE identifiait ainsi un besoin supplémentaire de stockage de 2 GW à l'horizon 2030 dans le scénario « Nouveau Mix » du bilan prévisionnel publié en 2014. Compte tenu des coûts des différentes technologies, une partie significative de cette capacité devrait être constituée de STEP.

1.1.3 L'éolien terrestre

Objectifs quantitatifs

- ⇒ Augmenter la capacité éolienne terrestre installée à 15 GW en 2018 et la porter entre 21,8 et 26 GW d'ici 2023.

Orientations

- ⇒ Consolider d'ici fin 2016 le régime de soutien financier à l'éolien terrestre et engager la transition vers les nouveaux mécanismes de soutien : complément de rémunération et appels d'offres.
- ⇒ Poursuivre les efforts de concertation locale et de consolidation du cadre juridique, afin d'éviter le mitage du territoire et de limiter les impacts sur les paysages, le patrimoine et la qualité de vie des riverains.

- ⇒ Examiner au cas par cas les enjeux environnementaux du développement de l'éolien, dans le cadre de l'instruction des demandes d'autorisation administrative, notamment via l'étude d'impact environnemental réalisée au titre de la procédure relative aux installations classées pour la protection de l'environnement dans le cadre du permis environnemental unique.

Actions concrètes 2016-2017

- ⇒ Sécuriser les projets en assurant le basculement vers le complément de rémunération en 2016.
- ⇒ Mettre en place un nouvel arrêté tarifaire à compter de 2017 instaurant un complément de rémunération pour les installations de moins de 6 mâts.
- ⇒ Lancer en 2017 les premiers appels d'offres pour les installations de grande puissance.
- ⇒ Poursuivre la consolidation et la simplification des procédures administratives.

LE DEVELOPPEMENT DU PARC EOLIEN DE 2009 A 2015

Le parc éolien en France métropolitaine continentale s'établit à 10 308 MW raccordés à fin décembre 2015, répartis sur 1 390 installations⁷. La progression du parc installé a été forte en 2009 et 2010, avant de connaître un ralentissement à partir de 2011, pour des raisons généralement attribuées à la réglementation applicable ainsi qu'au recours contentieux portant sur le tarif d'achat. Les actions menées par le Gouvernement depuis 2013 pour consolider et simplifier les procédures administratives et sécuriser le dispositif de soutien à l'éolien terrestre ont permis une accélération du nombre d'installations terrestres raccordées après trois années consécutives de baisse.

Entre 2009 et 2015, la disparité régionale persiste, avec plus de la moitié des nouvelles capacités installées en 2015 concentrées sur seulement 2 régions : Alsace-Champagne-Ardenne et Nord Pas-de-Calais-Picardie, qui regroupent à elle deux 47% du parc éolien terrestre total.

LES ENJEUX SOCIO-ECONOMIQUES, INDUSTRIELS ET ENVIRONNEMENTAUX

La filière éolienne représentait environ 3 730 emplois en France en 2014 selon l'ADEME⁸, avec 2 380 emplois sur le segment de la construction – fabrication et 1 350 emplois sur celui de la production d'électricité.

Une étude réalisée par France Energie Eolienne⁹ (FEE) détaille la situation des acteurs de l'éolien terrestre en France à novembre 2015. Selon cette étude, une dizaine de constructeurs de turbines éoliennes, principalement étrangers, sont présents sur le marché français, dont 4 constructeurs principaux ayant fourni chacun plus de 1000 MW et représentant environ 80% de la puissance éolienne installée à novembre 2015.

Cela contraste avec l'exploitation des parcs éoliens, qui reste un marché plus atomisé avec une centaine d'exploitants actifs, opérant leurs parcs en propre ou pour le compte de tiers via un contrat d'exploitation. Ainsi, 13 exploitants gèrent plus de 200 MW de capacités éoliennes mais ceux-ci représentent (seulement) 50% du parc éolien.

Parmi ces acteurs, le Groupe ENGIE est le premier producteur éolien en France, avec plus de 1000 MW gérés par ses filiales et participations. EDF Energies Nouvelles se classe deuxième avec 650 MW éoliens en France, suivi par EoleRES avec 380 MW.

L'éolien terrestre, une énergie mature parmi les plus compétitives

Filière mature, l'éolien terrestre constitue une des énergies renouvelables électriques les plus compétitive avec l'énergie hydraulique et les centrales photovoltaïques au sol. Elle doit donc participer significativement à la diversification du mix énergétique et à l'atteinte des objectifs nationaux et européens de production d'énergie renouvelable.

⁷ Tableau de bord éolien-photovoltaïque deuxième trimestre 2015, SOeS, Fiche n°668 août 2015.

⁸ Etude Marchés et emplois liés à l'efficacité énergétique et aux énergies renouvelables - Novembre 2014.

⁹ Observatoire de l'éolien 2015.

La Commission de régulation de l'énergie précise dans son rapport de 2014¹⁰ que la filière éolienne terrestre est une filière mature, présentant de bonnes conditions de concurrence entre les acteurs. Le coût d'investissement, très largement prédominant dans le coût de production, est composé aux trois-quarts du coût des éoliennes, qui suit actuellement une tendance à la baisse depuis 2010, vraisemblablement amenée à se poursuivre à l'avenir. Les coûts d'exploitation représentent une part relativement faible des coûts de production des parcs éoliens, et sont constitués pour moitié de la maintenance.

Du point de vue industriel, la France fait face à une forte concurrence tant en termes de déploiement de marché que de technologies. La filière éolienne présente cependant plusieurs atouts, grâce notamment à un tissu d'acteurs industriels actifs et des structures de R&D dynamiques. La part française de la valeur ajoutée des projets éoliens nationaux est estimée aujourd'hui à 41%.

Les enjeux environnementaux et de faisabilité sociale

La quasi-totalité des éoliennes actuellement installées sur le territoire sont de hauteur totale (hauteur en bout de pâles) de l'ordre de 150 mètres. Dans les années à venir, la hauteur sera conduite à augmenter pour d'une part augmenter la puissance unitaire, et d'autre part exploiter les zones de gisement de vent moins favorables. Avec cette augmentation de la hauteur des machines et le nombre croissant d'éoliennes sur le territoire métropolitain, le développement de la filière doit intégrer encore davantage les enjeux environnementaux, de faisabilité (impact paysager, co-visibilité) et de conflits d'usages (circulation aérienne, radars météorologiques et d'aviation) auxquels elle est d'ores et déjà confrontée, et éviter le mitage du territoire ou a contrario la densification excessive de parcs.

La faisabilité sociale

A l'échelle des parcs, chaque projet éolien terrestre soumis à autorisation au titre de la réglementation des installations classées pour la protection de l'environnement, dans le cadre de la procédure de permis unique désormais, fait l'objet d'une enquête publique, ouverte à tous, avec affichage dans un rayon de plusieurs kilomètres autour du lieu envisagé pour l'implantation des éoliennes qui permet à chacun de s'informer sur le projet et exprimer son avis, ses suggestions et d'éventuelles contre propositions. L'enquête publique fait l'objet d'un rapport qui est pris en compte dans l'instruction de la demande d'autorisation, notamment à travers le rapport de synthèse préparé par l'Inspection des installations classées et présenté à la Commission Départementale de la Nature, des Paysages et des Sites (CDNPS). Après examen par cette instance, le Préfet prend sa décision, par voie d'arrêté préfectoral. Cet arrêté peut fixer des prescriptions complémentaires et compensatoires (éloignement, niveau de bruit, contrôles réguliers, plantations d'écrans, ...) qui viennent s'ajouter aux prescriptions réglementaires nationales en fonction des résultats des consultations et de l'enquête publique.

Les enjeux environnementaux

La France, qui a ratifié la Convention européenne du paysage, veille à ce que le développement de l'éolien terrestre se réalise en adéquation avec la préservation de la qualité de la diversité de nos paysages ordinaires, qui constituent une richesse nationale. L'impact patrimonial et paysager est ainsi un point central à considérer pour permettre un développement de qualité de l'éolien terrestre et l'intégration paysagère des parcs doit donc être recherchée. Le gouvernement soutient en effet un développement de l'éolien terrestre à haute qualité environnementale qui passe par une limitation de l'impact visuel des éoliennes sur les paysages. L'insertion des éoliennes dans les paysages nécessite une approche globale prenant en compte les particularités et les reliefs alentours. L'intégration paysagère sera en général plus réussie si le paysage reste lisible après implantation d'un parc éolien. Le respect des lignes de fuites, la création de perspective, la cohérence et l'uniformité du parc sont autant de moyens permettant d'assurer une insertion satisfaisante dans l'environnement.

En raison des enjeux et des impacts potentiels associés à l'exploitation des éoliennes, l'implantation de tout parc est soumise à un examen approfondi de l'intégration des éoliennes dans leur environnement et de la bonne prise en compte des enjeux associés à leur exploitation, et fait notamment l'objet d'une étude d'impact.

L'étude d'impact doit aborder les impacts positifs et négatifs d'un projet pour l'ensemble des thématiques environnementales. Les effets négatifs des installations elles-mêmes peuvent être temporaires ou permanents.

¹⁰ Rapport d'analyse sur les coûts et la rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine, CRE, 2014.

De façon générale, trois impacts principaux sont à considérer quant au fonctionnement des parcs éoliens : les impacts acoustiques, les impacts sur la faune volante (oiseaux et chauve-souris) et les impacts visuels. Mais, en fonction des caractéristiques du site d'implantation et du projet, d'autres impacts notables peuvent intervenir qui doivent être pris en compte.

Problématiques techniques d'interaction avec les radars et la navigation aérienne

Les éoliennes, comme toute surface métallique en mouvement, génèrent des perturbations électromagnétiques qui sont de nature à gêner l'exploitation des signaux des radars. Les dimensions très importantes des éoliennes désormais installées (de 100 à 200 mètres de diamètre) et les vitesses de certaines parties (jusqu'à plusieurs centaines de km/h pour les extrémités) occasionnent des perturbations qui peuvent être perçues par les radars à plusieurs dizaines de kilomètres du lieu d'implantation des parcs éoliens. En pratique, les éoliennes conduisent à de fausses interprétations du signal radar par les opérateurs exploitant ces équipements. Ces problématiques concernent en particulier les radars météorologiques, les radars de l'aviation civile et les radars du ministère de la Défense.

L'ampleur exacte des perturbations radars générées par un parc éolien dépend de plusieurs paramètres, dont les principaux sont la hauteur, la taille des pâles, les matériaux utilisés, la vitesse de rotation, l'alignement des différents mâts d'éoliennes d'un même parc, etc., et dont l'impact radar peut être rapporté à une grandeur appelée Surface Equivalente Radar (SER) et la distance d'éloignement du radar.

L'amélioration de la connaissance des impacts des éoliennes sur les signaux radars ainsi que le développement de technologies permettant de les minimiser pourront permettre d'accroître le potentiel de développement de cette filière.

En tant que construction de grande hauteur, le développement des parcs éoliens sur le territoire doit également tenir compte des exigences de sécurité aérienne. A cette fin, leur implantation fait l'objet d'un examen particulier au regard des zones de vol basse altitude.

Il convient par ailleurs d'identifier le juste besoin opérationnel de la Défense concernant les zones de survol basse altitude.

DES OBJECTIFS DE DÉVELOPPEMENT AMBITIEUX ET UNE CONTRIBUTION RENFORCÉE DANS LE MIX ÉLECTRIQUE

Filière mature, l'éolien terrestre doit significativement contribuer à l'atteinte de l'objectif de 40 % d'énergies renouvelables électriques à l'horizon 2030 fixé par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte. Compte tenu du niveau de soutien économique mis en place par l'Etat, du gisement et des enjeux paysagers, environnementaux et de faisabilité de cette filière, les objectifs retenus sont les suivants :

- A l'horizon 2018, une puissance installée de 15 GW, soit environ 5 GW installés sur 3 ans.
- A l'horizon 2023, une puissance installée comprise entre 21,8 et 26 GW, soit une puissance moyenne installée de 1,5 à 2,2 GW par an entre 2019 et 2023.

Assurer une transition efficace entre le dispositif de soutien actuel fondé sur un tarif d'achat fixe en guichet ouvert et les nouveaux mécanismes de complément de rémunération et d'appel d'offres, afin de poursuivre l'accélération du développement de l'éolien terrestre

Le développement de la production d'électricité éolienne terrestre en métropole est soutenu à ce jour par des contrats d'achat de l'électricité garanti pendant 15 ans. Ce dispositif de soutien a fait l'objet d'une notification à la Commission européenne, qui l'a validé en mars 2014, en jugeant que le régime français était compatible avec les règles de l'Union européenne en matière d'aides d'État. La Commission a toutefois considéré que la réforme des charges de service public de l'énergie et de la contribution au service public de l'électricité intervenue début 2016 modifiait le régime qu'elle avait validé. Sans partager ces analyses juridiques, pour ne pas risquer de ralentir le développement de la filière, le Gouvernement a accepté d'engager une réforme des mécanismes de soutien à l'éolien terrestre, prenant en compte les lignes directrices de la Commission européenne de 2014, en 2016 et pour mettre en place les dispositifs de complément de rémunération et d'appels d'offres. Le Gouvernement sera attentif à ce que cette transition ne ralentisse pas le développement de la filière, qui s'est accéléré ces dernières années sous l'effet de la simplification des procédures.

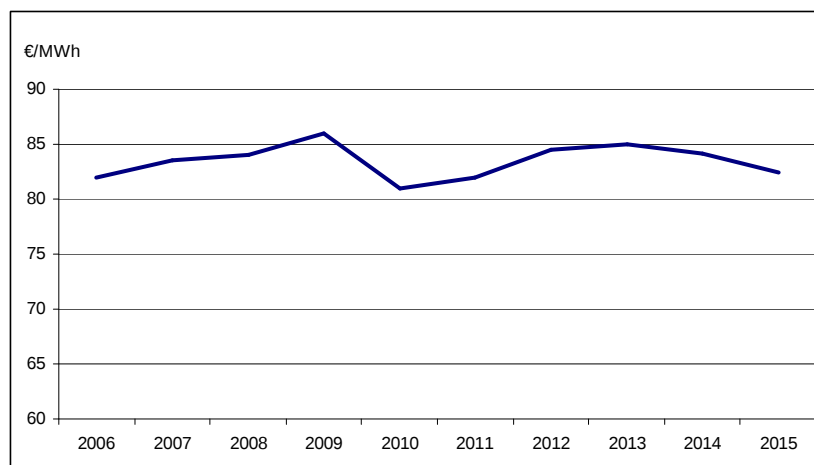


Figure 3. Evolution du tarif d'achat au 1er janvier de chaque année

Stabiliser les procédures administratives sans diminuer le niveau d'exigence environnemental, paysager et la consultation de la population aux différents stades d'élaboration des schémas et projets

En raison des enjeux et des impacts potentiels associés à l'exploitation des éoliennes, l'implantation de tout parc est soumise à un examen approfondi de l'intégration des éoliennes dans leur environnement et de la bonne prise en compte des enjeux associés à leur exploitation. C'est le rôle de **l'autorisation accordée au titre de la législation des installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE)** à laquelle sont soumises les éoliennes depuis les années 2011. Au cours de ce processus, les porteurs de projets doivent démontrer, notamment par le biais d'une étude d'impact détaillée, que ces enjeux et ces impacts sont maîtrisés, notamment en ce qui concerne l'impact paysager, l'occupation de l'espace, mais aussi l'impact éventuel sur la faune. Avant décision du préfet, le dossier est par ailleurs soumis à enquête publique. Cette consultation du public est une étape clé du déroulement d'un projet éolien.

La procédure d'autorisation au titre des installations classées pour la protection de l'environnement permet ainsi de disposer d'un cadre robuste pour la prise en compte des enjeux et des impacts environnementaux.

Dans le cadre de la modernisation du droit de l'environnement et des chantiers de simplification, le Gouvernement a décidé d'expérimenter le principe d'une autorisation unique (sept régions depuis mai 2014, généralisation à toutes les régions de France depuis le 1er novembre 2015), tout en conservant un niveau d'exigence environnementale élevé.

L'ensemble de ces dispositions doit permettre de répondre aux enjeux d'intégration environnementale des projets éoliens en les orientant vers les zones les plus favorables et en les soumettant au cas par cas à un examen approfondi mais simplifié.

1.1.4 L'électricité d'origine solaire

Objectifs quantitatifs

- ⇒ Augmenter la capacité solaire photovoltaïque installée à 10,2 GW en 2018 et la porter entre 18,2 et 20,2 GW d'ici 2023.

Orientations

- ⇒ Orienter l'accélération du développement de la filière solaire vers les solutions compétitives comme les installations photovoltaïques au sol, tout en localisant les projets de manière à préserver les espaces naturels et agricoles.
- ⇒ Lancer des appels d'offres tri-annuels pour les centrales au sol, pour des capacités de 0,9 à 1,2 GW par an, afin de donner de la visibilité à la filière.

- ⇒ **Calibrer les dispositifs de soutien aux centrales sur toitures afin que ce segment représente environ un tiers des volumes installés.**
- ⇒ **Maintenir la cible de 350 MW installés par an pour les installations sur petites et moyennes toitures. Ouvrir le dispositif de soutien aux installations « surimposées » et orienter les marchés vers le neuf dans un objectif de baisse des coûts pour la collectivité et de préparation aux exigences BEPOS (bâtiments à énergie positive) là où c'est économiquement opportun.**
- ⇒ **Supprimer à horizon de deux ans l'incitation spécifique au photovoltaïque intégré au bâti sur les bâtiments existants.**
- ⇒ **Adapter les soutiens aux installations sur grandes toitures ou résidentielles en cas de développement de l'autoconsommation sur ces segments.**

Actions concrètes 2016-2017

- ⇒ **Lancer un appel d'offres tri-annuel pour les centrales au sol pour un volume de 500 MW tous les six mois.**
- ⇒ **Lancer un appel d'offres tri-annuel pour les centrales sur toitures pour un volume de 150 MW tous les quatre mois.**
- ⇒ **Refondre l'arrêté tarifaire pour décliner les orientations ci-dessus pour les installations de moins de 100 kWc.**
- ⇒ **Lancer un appel d'offres expérimental pour des installations rentabilisées selon un schéma d'autoconsommation.**

LE DEPLOIEMENT DES CAPACITES DE PRODUCTION DE 2009 A 2015

Les capacités de production d'électricité à partir de l'énergie radiative du soleil ont connu une première phase de croissance dans les années 2000, notamment grâce au dispositif de tarifs d'achat introduit par la loi électrique de 2000¹¹. Après une forte croissance du nombre de projets en 2009-2010, les années 2011-2012 ont été marquées par le « moratoire » du soutien à cette filière et le réajustement des tarifs d'achat aux coûts des matériels photovoltaïques qui connaissaient une baisse très rapide sur la période.

Depuis 2011, le dispositif de soutien à la filière photovoltaïque prévoit deux modes d'attribution de tarifs d'achat :

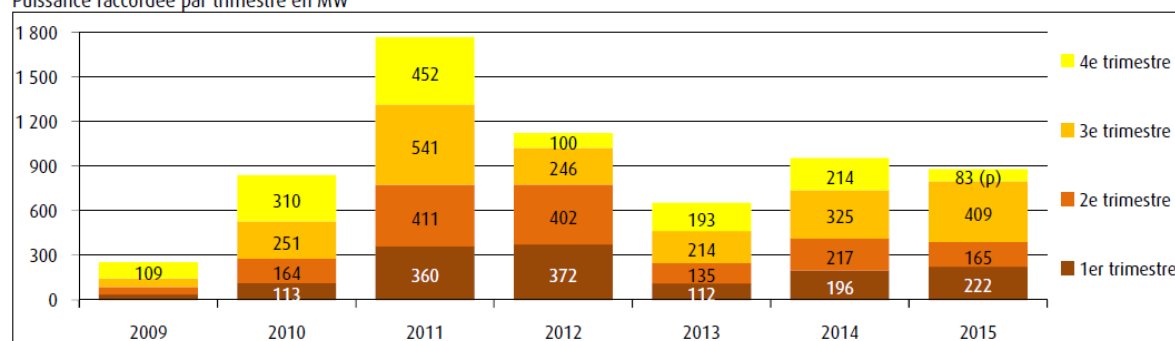
- des appels d'offres, selon une procédure « simplifiée » pour des installations sur bâtiments de puissance comprise entre 100 et 250 kWc et selon une procédure « ordinaire » pour les plus grandes installations (au sol et sur toitures) ;
- des guichets ouverts, avec des tarifs ajustés chaque trimestre pour les installations sur toiture de puissance inférieure à 100 kWc : tarif intégré au bâti (IAB) et tarif intégré simplifié (ISB), ainsi qu'un tarif « autres » auquel toutes les installations de moins de 12 MWc sont éligibles.

Ces dispositifs ont permis un développement des capacités à un rythme de 700 à 1100 MW par an depuis leur mise en place :

¹¹ Loi n° 2000-108 du 10 février 2000 modifiée relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité.

Solaire photovoltaïque : nouveaux raccordements

Puissance raccordée par trimestre en MW



(p) : au quatrième trimestre, la première estimation a en moyenne représenté 82 % de l'estimation finale du trimestre de 2011 à 2014 (méthodologie).

Champ : métropole et DOM.

Source : SOeS d'après ERDF, RTE, EDF-SEI, CRE et les principales ELD

Figure 4. Puissance photovoltaïque raccordée par trimestre, en MW

Les objectifs 2020 de la PPI ont été atteints dès le troisième trimestre 2014. Sur le périmètre métropolitain la production photovoltaïque s'élève à 7,4 TWh¹² (soit 0,64 Mtep) sur l'année 2015, soit 1,6 % de la consommation d'électricité. La capacité installée fin 2015 est de 6,5 GW dont 6,2 GW en métropole. La répartition en puissance des installations est la suivante :

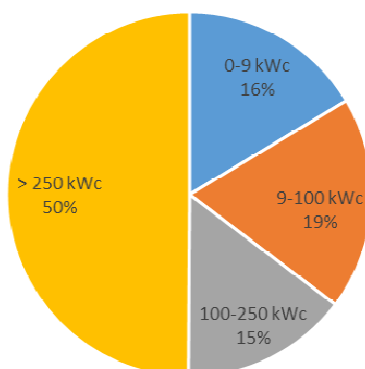


Figure 5. Répartition en puissance des installations photovoltaïques, en pourcentage de la puissance totale installée

LES ENJEUX SOCIO-ECONOMIQUES, INDUSTRIELS ET ENVIRONNEMENTAUX**La baisse des coûts**

La période 2009 – 2015 a vu les coûts des matériels photovoltaïques baisser de plus de 70% en raison d'évolutions technologiques et de gains de compétitivité à l'échelle mondiale. Après une brève période de stabilité en 2010, les prix des modules photovoltaïques ont connu une baisse très importante en 2011 et 2012 (de -30% à - 50% par an).

Une poursuite de cette baisse est attendue jusqu'en 2025, sur un rythme plus lent qui dépendra à moyen terme des progrès technologiques (amélioration des rendements) et des gains de productivité ; à plus court terme ce rythme de baisse dépendra des équilibres offre-demande au niveau mondial, de la parité monétaire et des mesures européennes anti-dumping.

¹² Bilan électrique de RTE pour 2015

Les matériels photovoltaïques représentent typiquement 40 à 50% des coûts d'investissement complets des projets pour les centrales au sol et entre 20 et 30% pour les installations sur toiture, une part qui se restreint à mesure que leurs coûts diminuent. La baisse des coûts sur les autres postes (études et commercialisation, travaux de génie civil ou de couverture, matériels électriques, raccordement, contrôle, sécurité et assurances) n'est pas acquise a priori. Le raccordement des installations à des portions de réseau propices est de plus en plus déterminant pour le coût des grandes installations. Sur la base de l'observation des rythmes actuels de baisse des coûts complets, l'hypothèse d'une baisse des coûts de 7% par an pour les installations au sol et de 5% par an pour les installations sur toitures a été utilisée dans l'étude d'impact de la PPE.

D'ores-et-déjà, certains projets de centrales au sol retenus dans les appels d'offres en 2015-2016 présentent des coûts inférieurs au tarif de rachat de l'éolien terrestre. Avant 2023, la valeur de l'énergie produite pourrait dépasser ses coûts dans un certain nombre de configurations, permettant un développement avec peu ou pas de soutiens publics mais pour lequel la question du transfert de coûts vers les autres usagers du système électrique devra être posée (cf. partie relative à l'autoconsommation).

Les enjeux environnementaux et d'acceptabilité

Favoriser le recyclage des matériels :

Sur la période 2025-2030, environ 3000 tonnes de modules installés en France avant 2006 arriveront en fin de vie. Ces volumes augmenteront fortement à partir de 2030 en adéquation avec les volumes installés. Les principales barrières technologiques au recyclage des modules sont aujourd'hui levées (plus de 85% du poids d'un panneau est recyclable). Toutefois l'utilisation de l'EVA (éthylène-acétate de vinyle) comme encapsulant des cellules reste l'enjeu majeur et implique l'utilisation de procédés mécaniques et chimiques relativement complexes. La directive DEEE (« déchets d'équipements électriques et électroniques ») fait reposer sur les fabricants (ou importateurs) l'organisation et le financement de la collecte et du recyclage des panneaux. Un organisme agréé européen regroupant l'essentiel des entreprises du secteur a ouvert une représentation en France début 2014.

Les enjeux environnementaux restent a priori modérés aux horizons de la PPE

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

- Le solaire sur toiture ne semble pas poser de problème d'acceptabilité environnementale et sociale. L'acceptabilité sociale du déploiement à grande échelle de ces installations passe par la prise en compte des problématiques architecturales et paysagères. Le gisement est extrêmement vaste (350 GW selon l'ADEME), ce qui permet de choisir les implantations les plus propices.
- Le solaire au sol présente un certain nombre d'enjeux environnementaux principalement liés au site d'implantation (artificialisation des sols, déforestation préjudiciable au stockage du carbone et susceptible de générer un bilan négatif pour le projet, impacts sur les espèces protégées ou les paysages) ainsi que des enjeux de conflits d'usage de sols (usages agricole ou forestier), qui sont 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. L'incidence de la filière sur l'utilisation des sols fait l'objet d'une analyse détaillée dans l'évaluation environnementale stratégique de la PPE (chapitre 5). Ces enjeux sont par ailleurs pris en compte lors des procédures d'appels d'offres, qui permettent d'orienter les implantations vers les sites présentant des enjeux environnementaux moindres. Le démantèlement des installations, s'il est bien réalisé, ne pose pas de difficulté particulière.
- Les installations sur structures légères (ombrières, serres...) présentent des caractéristiques intermédiaires entre les centrales au sol et celles sur toiture. A condition de veiller à la pertinence de la structure sous-jacente à l'installation solaire, les enjeux environnementaux et de conflits d'usages fonciers sont moindres que pour les centrales au sol.

Les enjeux industriels, d'emplois et d'innovation

Les activités de pose, de raccordement au réseau et de développement technico-commercial font de la réalisation d'installations solaires sur toiture 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.

La filière photovoltaïque représentait environ 10 870 emplois en France en 2014 selon l'ADEME¹³, avec 8 550 emplois sur le segment de la construction – fabrication et 2 320 emplois sur celui de la production d'électricité.

Les entreprises françaises sont présentes à différents niveaux de la chaîne de valeur : équipementiers industriels avec notamment les fabricants de fours pour le Silicium, fabricants de cellules et de modules (une douzaine d'entreprises pour une capacité déclarée de 800 MW), fabricants d'onduleurs et de structures d'intégration (une quarantaine d'entreprises de toutes tailles), et plusieurs milliers d'installateurs.

Les principaux gisements d'innovation concernent l'intégration au réseau (gestion de l'intermittence, services de tenue de fréquence ou de tension etc.) et l'augmentation des productivités surfaciques (rendements modules, dispositifs de suivi du soleil, implantations sur terrains dégradés ou difficiles etc.), ainsi que les interactions énergie-bâtiment (intégration énergétique, solutions multi-énergies, structures applicatives) et les interactions énergie-utilisateur (offres de gestion de l'énergie).

LES OBJECTIFS DE DEVELOPPEMENT 2018 – 2023

Le gisement français pour la filière solaire est très important et ne constituera pas une limite dans les prochaines années. Le rythme de développement des capacités photovoltaïques dépend donc principalement des orientations données par l'Etat via la CSPE, dans un contexte de diminution forte des coûts de la filière qui renforce son intérêt. Dans ce contexte, la filière solaire apportera donc une contribution majeure à l'atteinte des objectifs d'électricité renouvelable à l'horizon 2030, avec l'éolien terrestre.

Les objectifs retenus en termes de capacités sont les suivants :

- A l'horizon 2018, une capacité installée de 10,2 GW, contre 6 GW mi-2015, ce qui nécessite une accélération rapide du développement des capacités par rapport à la situation actuelle (700-900 MW par an ces dernières années).
- A l'horizon 2023, une capacité installée de 18,2 à 20,2 GW, soit un rythme de développement de 1,6 à 2 GW par an des capacités.

Ces rythmes annuels pourront être ajustés à la hausse si les objectifs des autres filières renouvelables électriques ne sont pas atteints, ou modulés en fonction de l'évolution des coûts de la filière. Afin de limiter les soutiens publics, il est recommandé de maintenir la neutralité des soutiens économiques sur l'ensemble du territoire métropolitain, et de privilégier les centrales au sol tout en prenant en compte les enjeux environnementaux.

a) Centrales au sol

Ce type d'installations permet le développement de capacités importantes avec des délais de développement relativement courts et à des coûts modérés qui devraient continuer à baisser significativement sur l'horizon de la PPE. Le gisement métropolitain de sols artificialisés non bâtis s'élève à plus d'un million d'hectares et le déploiement d'une capacité de 1 MW correspond à l'utilisation de 1 à 2 ha de surface au sol avec les techniques actuelles ; un déploiement accéléré sans risque de conflit d'usage systématique apparaît donc possible, ce que confirment par ailleurs des études de gisement détaillées menées dans les régions du sud de la France. Le développement de ce type d'installations constitue donc une priorité de la PPE pour l'atteinte des objectifs d'énergie renouvelable.

A cette fin, les orientations retenues sont :

- le lancement d'appels d'offres tri-annuels avec des volumes stables de 0,9 à 1,2 GW / an, représentant la majorité du développement des capacités de production de la filière.
- l'ajustement à la hausse des volumes si l'atteinte des objectifs globaux de développement des énergies renouvelables électriques le justifie, et en fonction de la baisse des coûts.
- la prise en compte les enjeux environnementaux dans les procédures d'appels d'offres en encadrant et en orientant les choix d'implantation, notamment pour assurer la préservation des terres agricoles et plus généralement des terres non artificialisées.

¹³ Etude Marchés et emplois liés à l'efficacité énergétique et aux énergies renouvelables - Novembre 2014

- la réorientation des volumes vers le solaire sur bâtiments si les enjeux fonciers venaient à devenir prépondérants.

b) Centrales sur grandes toitures (plus de 100 kWc) et sur structures légères

Ce type d'installations permet le développement de capacités importantes tout en minimisant les impacts environnementaux et les risques de conflits d'usages fonciers. En revanche, le coût de ces installations est plus élevé que celui des installations au sol. Ces coûts évoluant par ailleurs rapidement, la PPE recommande qu'elles soient développées par appel d'offres, dont les volumes représenteraient 450 MW par an.

c) Installations sur petites et moyennes toitures (jusqu'à 100 kWc)

Ce type d'installation permet la participation du plus grand nombre de citoyens à la transition énergétique. Il s'agit par ailleurs du segment le plus dense en emplois. En revanche, ces installations restent les plus coûteuses, pouvant représenter jusqu'à plus de 3 fois le coût d'une centrale au sol. Par conséquent la cible de développement annuel est fixée à 350 MW. Par ailleurs, afin de tirer le meilleur parti de l'ensemble du gisement et de réduire les coûts, le soutien par tarifs d'achat sera progressivement ouvert aux installations « surimposées ».

1.1.5 La biomasse (dont part biodégradable des déchets ménagers)

Objectifs quantitatifs

- ⇒ Développer la capacité installée électrique à partir de biomasse de la façon suivante sur les deux périodes de la PPE :

De 50 à 100 MW par an pour la filière bois énergie.

De 20 à 30 MW par an pour la filière méthanisation

Le cas échéant, ces rythmes pourraient être ajustés si des tensions sur les ressources utilisées pour produire l'énergie primaire étaient avérées.

Orientations

- ⇒ Pour les filières d'incinération de déchets ménagers, ainsi que de biogaz issu de décharges ou de stations d'épuration, l'objectif est d'équiper les sites existants de moyens de production d'électricité uniquement lorsque cette option est pertinente d'un point de vue technique et économique, en les incitant par un dispositif de soutien de type guichet ouvert.
- ⇒ Recourir à des dispositifs de type appels d'offres pour maîtriser l'engagement des soutiens publics et gérer les conflits d'usage sur la ressource.
- ⇒ Imposer des exigences fortes en termes d'efficacité énergétique pour la filière bois énergie et orienter, lorsque cette option est envisageable, les projets de méthanisation vers l'injection de biogaz, valorisation plus efficace que la production d'électricité, afin de ne pas gaspiller la ressource.
- ⇒ Encadrer le recours aux cultures alimentaires et énergétiques principales pour la filière méthanisation afin de ne pas créer de conflits d'usages pour les surfaces agricoles avec les productions alimentaires.
- ⇒ Introduire une diminution dans le temps du niveau de soutien pour la production d'électricité afin d'inciter à une baisse des coûts d'investissement et d'exploitation pour les filières soutenues par un dispositif de type guichet ouvert.
- ⇒ Maintenir des aides à l'investissement pour les équipements de valorisation de la chaleur résiduelle pour les incinérateurs, décharges, stations d'épuration et méthaniseurs pour lesquels un raccordement à des utilisateurs de chaleur est possible, afin d'améliorer le rendement énergétique global de l'installation.

Actions concrètes 2016-2017

- ⇒ Mettre en œuvre des arrêtés permettant d'équiper les incinérateurs, les stations d'épuration et les décharges de moyens de valorisation électrique lorsque cette option est pertinente d'un point de vue technique et économique.

- ⇒ Mettre en œuvre l'arrêté tarifaire pour développer 10 à 15 MW par an pour les installations de méthanisation de moins de 0,5 MW.
- ⇒ Mettre en œuvre un appel d'offres tri annuel pour développer entre 50 et 100 MW par an de capacités nouvelles pour la filière bois énergie et 10 MW par an d'installations nouvelles de méthanisation de plus de 0,5 MW. Cet appel d'offres prévoira :
 - L'obligation de développer des installations de cogénération bois énergie à haut rendement.
 - L'obligation de réaliser les projets de méthanisation en injection lorsque cette option est techniquement et économiquement viable.
 - Une évaluation des plans d'approvisionnement des installations pour limiter le risque de conflits d'usages.
 - Un encadrement du recours aux cultures alimentaires et énergétiques principales pour les projets de méthanisation.

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. Ces filières sont généralement différenciées selon le type d'installation qui produit l'énergie, énergie ensuite valorisée sous forme de chaleur, d'électricité, de biométhane ou de biocarburant :

- la filière « part biodégradable des déchets ménagers » regroupe l'énergie produite par les usines d'incinération de déchets ménagers. Cette énergie est comptabilisée pour moitié comme renouvelable ;
- la filière « bois énergie » regroupe l'énergie produite par les installations de combustion ou d'incinération de biomasse forestière ou de déchets bois ;
- la filière « biogaz » regroupe l'énergie produite par valorisation du biogaz. Ce biogaz peut être produit par des installations de stockage de déchets non dangereux, des méthaniseurs ou des stations d'épuration.

Seule la valorisation électrique de l'énergie produite par ces installations est abordée dans la suite du présent chapitre.

LE DEPLOIEMENT DES CAPACITES DE PRODUCTION DE 2009 A 2015

a) Part biodégradable des déchets ménagers

La filière « part biodégradable des déchets ménagers » est la filière la plus ancienne et la plus développée à ce jour. La capacité électrique installée pour cette filière s'élève fin juin 2015 à 940 MWe¹⁴, soit plus de 55% de la capacité électrique installée pour l'ensemble des filières biomasse sur le périmètre France métropolitaine.

Le rythme de développement de la filière « part biodégradable des déchets ménagers », qui était très rapide au début des années 2000, s'est ralenti au fur et à mesure de l'équipement du parc des incinérateurs existants pour se stabiliser ces dix dernières années. Le rythme annuel moyen de développement observé de 2009 à 2015 est stable et d'environ +30 MWe, ce qui correspond à l'équipement d'un ou deux sites par an. Ce développement a été soutenu par un tarif d'achat de l'électricité garanti pendant 15 ans.

b) Bois énergie

La filière « bois énergie » est une filière dont le développement est plus récent que celui de la filière « part biodégradable des déchets ménagers ». Elle représente fin 2015 une capacité électrique installée de 400 MWe, soit environ 23 % de la capacité électrique installée pour l'ensemble des filières biomasse sur le périmètre France métropolitaine.

Le rythme de développement de la filière « bois énergie » a décollé à partir des années 2005-2006, soutenu par le lancement régulier d'appels d'offres pour les installations de grande taille, ainsi qu'un tarif d'achat de l'électricité garanti pendant 20 ans pour les installations de plus petite taille. 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.

c) Biogaz

¹⁴ Dans tout le paragraphe, les données relatives aux capacités installées sont issues du panorama des énergies renouvelables publié par RTE en coopération avec ERDF, l'ADEEF et le SER.

La filière « biogaz » représente fin juin 2015 une capacité électrique installée de 363 MWe, soit plus de 20% de la capacité électrique installée pour l'ensemble des filières biomasse sur le périmètre France métropolitaine. Cette capacité électrique installée se répartit de la façon suivante :

- Près de 75% de cette capacité électrique installée utilise du biogaz de décharge, issu d'installations de stockage de déchets non dangereux (ISDND). L'équipement des décharges de moyens de production d'électricité a débuté au début des années 2000. Le rythme annuel moyen de développement observé de 2009 à 2015 est stable et d'environ +20 MWe, ce qui correspond à l'équipement d'environ 15 ISDND par an de moyens de production d'électricité. Ce développement a été soutenu par un tarif d'achat de l'électricité garanti pendant 15 ans.
- Près de 20% de cette capacité électrique installée utilise du biogaz produit par méthanisation de déchets et résidus de l'agriculture, et de biodéchets de l'industrie et des collectivités territoriales. Le développement de la méthanisation, majoritairement agricole, a connu un fort développement à partir de 2006, grâce à la mise en place d'un tarif d'achat de l'électricité garanti pendant 15 ans. Le rythme annuel moyen de développement observé de 2009 à 2015 s'est stabilisé à environ + 10MWe, ce qui correspond à la mise en service d'environ 25 méthaniseurs par an dotés de moyens de production d'électricité.
- Près de 5% de cette capacité électrique installée utilise du biogaz produit par les stations d'épuration des eaux usées. L'équipement des stations d'épuration de moyens de production d'électricité a débuté récemment, en 2008-2009. Le rythme annuel moyen de développement observé de 2009 à 2015 est stable et d'environ +1 MWe, ce qui correspond à l'équipement d'environ 3 stations d'épuration par an de moyens de production d'électricité. Ce développement a été soutenu par un tarif d'achat de l'électricité garanti pendant 15 ans.

Les enjeux relatifs à l'injection de biogaz dans les réseaux de gaz et à la production de chaleur à partir de biogaz sont évoqués aux points 2.3.1 et 4.3.4.

LES ENJEUX SOCIO-ECONOMIQUES, INDUSTRIELS ET ENVIRONNEMENTAUX

a) Part biodégradable des déchets ménagers

Le prix d'achat moyen de l'électricité produite par la filière « part biodégradable des déchets ménagers » est estimé à 56 €/MWh pour 2016¹⁵, soit un coût d'achat moyen très faible qui fait de cette filière la plus compétitive à ce jour parmi les filières EnR, la filière hydraulique mise à part. La production d'électricité de la filière « part biodégradable des déchets ménagers » est non intermittente et contribue à ce titre à la sécurité d'approvisionnement du réseau électrique.

La filière des incinérateurs d'ordures ménagères représentait environ 610 emplois en France en 2014 selon l'ADEME¹⁶, principalement sur le segment de la production d'électricité.

L'équipement du parc existant et des quelques nouveaux incinérateurs de déchets ménagers de moyens de production d'électricité permet de valoriser l'énergie thermique fatale issue du procédé d'incinération et par conséquent d'améliorer leur impact sur l'environnement. Le rendement global de ces sites est d'autant plus haut que la chaleur fatale produite est également utilisée par des consommateurs de chaleur. La valorisation de la chaleur fatale produite doit par conséquent être encouragée.

b) Bois énergie

Le prix d'achat moyen de l'électricité produite par la filière « bois énergie » est estimé à 149 €/MWh pour 2016¹⁷. 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 €/MWh¹⁸ PCI¹⁹, et le personnel.

¹⁵ Délibération de la CRE du 15 octobre 2015 portant proposition relative aux charges de service public de l'électricité et à la contribution unitaire pour 2016, CRE.

¹⁶ Etude Marchés et emplois liés à l'efficacité énergétique et aux énergies renouvelables - Novembre 2014

¹⁷ Délibération de la CRE du 15 octobre 2015 portant proposition relative aux charges de service public de l'électricité et à la contribution unitaire pour 2016, CRE.

¹⁸ Coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine, Avril 2014, CRE.

¹⁹ PCI : pouvoir calorifique inférieur. Il s'agit de la quantité de chaleur dégagée par la combustion complète d'une unité de combustible, la vapeur d'eau étant supposée non condensée et la chaleur non récupérée

La biomasse pour la production d'électricité présente l'avantage d'être une filière dont le potentiel de développement est significatif, créatrice d'emplois locaux et pérennes, tant sur l'amont pour l'approvisionnement que sur l'aval pour l'exploitation du site, et dont la production n'est pas intermittente. Elle contribue à ce titre à la sécurité du système électrique.

La filière bois collectif, tertiaire et industrie représentait environ 6 950 emplois en France en 2014 selon l'ADEME²⁰, avec 2 030 emplois sur le segment de la construction – fabrication et 4 920 emplois sur celui de la production d'électricité.

Mais le développement de cette filière doit par ailleurs tenir compte du retour d'expérience tiré du développement passé et des problématiques qui lui sont propres : en particulier disponibilité et capacité de mobilisation de la ressource, optimisation de son utilisation, conflits d'usage, enjeux sur la qualité de l'air.

La valorisation énergétique de la biomasse par la production simple de chaleur conduit généralement à une efficacité énergétique supérieure à 80% alors que la production conjointe de chaleur et d'électricité par cogénération a une efficacité énergétique variant de 40 à 80% et la production simple d'électricité une efficacité énergétique inférieure à 40%. Dans un contexte de tensions sur les ressources de biomasse disponibles, le recours à la biomasse pour la production d'électricité en cogénération doit donc viser des niveaux d'efficacité énergétique élevés pour optimiser l'usage de la ressource.

En fonction de leur taille, les projets de production d'électricité à partir de biomasse, et en particulier de bois énergie, sont susceptibles de créer des conflits d'usage avec les autres utilisateurs locaux de biomasse. Les projets de taille adaptée au territoire et à la ressource disponible localement doivent à ce titre être privilégiés.

En matière de qualité de l'air, la réglementation encadre strictement les émissions de polluants, en particulier les émissions de poussières.

c) Biogaz

Le prix d'achat de l'électricité produite par la filière « biogaz » est extrêmement variable en fonction du type de biogaz utilisé. En 2014, 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.

Le développement rapide de la filière méthanisation, plus coûteuse que la filière du biogaz de décharge, entraîne une augmentation du prix d'achat moyen de l'électricité pour la filière « biogaz » dans son ensemble. Ce dernier a fortement progressé entre 2002 et 2013, passant de 57 à 107 €/MWh au cours de cette période²¹. Ce coût d'achat moyen de l'électricité devrait continuer à augmenter du fait de la croissance de la filière méthanisation et de la revalorisation du tarif d'achat pour les installations de moins de 500 kW existantes fin 2015.

La filière biogaz représentait environ 1 320 emplois en France en 2014 selon l'ADEME²², avec 850 emplois sur le segment de la construction – fabrication et 470 emplois sur celui de la production d'électricité.

Les enjeux environnementaux de la filière « biogaz » dépendent du type d'installation produisant le biogaz :

- L'équipement des décharges et des stations d'épuration de moyens de production d'électricité permet de valoriser une énergie fatale, le biogaz émis par ces installations permet par conséquent de diminuer leur impact sur l'environnement. Le rendement global de ces sites est d'autant plus haut que la chaleur fatale produite est également utilisée par des consommateurs de chaleur. La valorisation de la chaleur fatale produite doit par conséquent être encouragée.
- La production d'électricité par méthanisation de déchets et résidus de l'agriculture et de biodéchets des industries et des collectivités présente l'avantage d'être une filière créatrice d'emplois locaux et pérennes pour l'exploitation du site, et dont la production n'est pas intermittente. Elle contribue à ce titre à la sécurité du système électrique.

²⁰ Etude Marchés et emplois liés à l'efficacité énergétique et aux énergies renouvelables - Novembre 2014.

²¹ La CSPE : mécanisme, historique et prospective, Octobre 2014, CRE.

²² Etude Marchés et emplois liés à l'efficacité énergétique et aux énergies renouvelables - Novembre 2014.

Le développement de la méthanisation peut participer à des objectifs autres que la production d'énergie. En particulier, 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. 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, en valorisant l'azote organique tout en diminuant la dépendance de l'agriculture française à l'azote minéral, et en renforçant la compétitivité de ces exploitations grâce au complément de revenu tiré de la vente d'électricité.

Mais le développement de cette filière doit par ailleurs tenir compte du retour d'expérience tiré du développement passé et des problématiques qui lui sont propres : conflits d'usages sur la ressource, optimisation de son utilisation, conflits sur l'utilisation des sols, etc.

En fonction de leur taille, les projets de méthanisation, en particulier ceux utilisant des biodéchets de l'industrie, sont susceptibles de créer des conflits d'usages avec les autres utilisateurs locaux d'une même ressource (composteurs, méthaniseurs existants, etc.). Les projets de taille adaptée au territoire et à la ressource disponible localement doivent être à ce titre privilégiés.

La valorisation énergétique des matières méthanisables par la production de biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel conduit généralement à une efficacité énergétique supérieure à 90% alors que la production simple d'électricité conduit à une efficacité énergétique de variant de 30 à 40%. Le rendement global de ces derniers peut être amélioré lorsque la chaleur fatale produite est également utilisée par des consommateurs de chaleur. Dans un contexte de tensions sur les ressources méthanisables disponibles, le développement de projets en injection doit par conséquent être favorisé par rapport aux projets visant une production d'électricité pour optimiser l'usage de la ressource. Lorsque le projet ne peut être réalisé en injection, la valorisation de la chaleur fatale produite doit alors être encouragée.

Enfin, l'utilisation de certaines ressources comme les cultures alimentaires et énergétiques principales peuvent engendrer des conflits sur l'utilisation des sols. En particulier, le recours à certaines cultures énergétiques pose des questions de durabilité du modèle. Le recours à ce type de ressources doit par conséquent être encadré comme le prévoit la loi sur la transition énergétique.

LES OBJECTIFS DE DEVELOPPEMENT 2018 – 2023

L'atteinte des objectifs nationaux 2030 pour la production d'électricité à partir de sources renouvelables requiert une accélération du développement de la filière biomasse. La PPE recommande d'adapter les dispositifs de soutien pour atteindre un accroissement de la production biomasse de +0,7 à +1 TWh par an sur la période. Ces rythmes annuels pourront être ajustés à la baisse si des tensions sur les ressources utilisées pour produire l'énergie primaire sont avérées.

En conséquence, les rythmes annuels de développement suivants sont attendus :

- +50 à +100 MW / an pour la filière « bois énergie »
- +50 à + 60 MW / an pour la filière « biogaz » dont un accroissement de +20 à + 30 MW / an pour la méthanisation.
- pour les installations de production d'électricité à partir de biogaz de décharge, de biogaz issu des stations d'épuration et de l'incinération de déchets ménagers, l'objectif est d'équiper les sites existants de moyens de production d'électricité permettant de valoriser l'énergie produite lorsque cela est économiquement pertinent.

Afin de limiter les volumes de soutien public, il est recommandé de recourir à des dispositifs de type appel d'offres pour les filières où cela s'avère pertinent et, le cas échéant, de prévoir une diminution dans le temps du niveau de soutien pour la production d'électricité afin d'inciter à une baisse des coûts d'investissement et d'exploitation pour les filières soutenues par un dispositif de type guichet ouvert.

Par ailleurs, le soutien public pourra également concerner des filières et des technologies émergentes, comme la pyrogazéification, en fonction de leur pertinence technico-économique et de leur potentiel.

a) Part biodégradable des déchets

L'équipement du parc d'incinérateurs existants de moyens de production d'électricité permet de diminuer l'impact de ces installations sur l'environnement en valorisant la chaleur fatale produite. Il est par conséquent important de maintenir un système de soutien incitatif pour l'équipement des incinérateurs, d'autant plus que le coût d'achat moyen de cette filière reste très modéré pour une production d'électricité renouvelable non intermittente. Il est également important de maintenir en sus un système de soutien pour les incinérateurs qui auraient la possibilité de valoriser la chaleur résiduelle, afin d'augmenter l'efficacité énergétique globale du site.

Les orientations retenues sont les suivantes :

- la mise en place d'un complément de rémunération pour l'électricité produite à partir de déchets ménagers pour inciter l'équipement des usines d'incinération de déchets ménagers, existantes ou nouvelles et dont le rythme de développement doit quant à lui répondre aux objectifs de la politique déchets, de moyens de valorisation électrique de la chaleur fatale issue du processus d'incinération ;
- le maintien, en parallèle du dispositif de complément de rémunération, d'aides à l'investissement pour des équipements de valorisation de la chaleur résiduelle, pour les incinérateurs pour lesquels un raccordement à des utilisateurs de chaleur est possible, afin d'améliorer le rendement énergétique global de l'installation.

b) Bois énergie

Au regard de la ressource en biomasse forestière disponible en France, la production d'électricité à partir de bois présente le potentiel de développement le plus élevé au regard des différentes filières biomasse rappelées dans le présent chapitre.

Cependant, afin que le développement de cette filière reste maîtrisé, il semble préférable de recourir à des appels d'offres, qui permettent un pilotage précis du développement, plutôt qu'à un système de soutien de type guichet ouvert qui ne permet pas de contrôler les volumes.

L'objectif retenu est le lancement annuel d'appels d'offres, pour une capacité de 50 à 100 MW. Les appels d'offres devront imposer les exigences fortes en termes d'efficacité énergétique, de maîtrise des conflits d'usage et de qualité de l'air, afin d'assurer la soutenabilité du développement de la filière.

c) Biogaz

L'équipement du parc de décharges et de stations d'épuration existantes de moyens de production d'électricité permet de diminuer l'impact de ces installations sur l'environnement en valorisant le biogaz produit. Il est par conséquent important de maintenir un système de soutien incitatif pour l'équipement des décharges et des stations d'épuration. Il est également important de maintenir en sus un système de soutien pour les installations qui auraient la possibilité de valoriser la chaleur résiduelle, afin d'augmenter l'efficacité énergétique globale du site.

Le développement de la méthanisation, en particulier la méthanisation agricole, permet de contribuer suivant la ressource méthanisable utilisée à des objectifs autres que la production d'énergie. Il doit dans tous les cas reposer sur des pratiques durables, réduisant le recours aux cultures énergétiques principales. Un dispositif de tarif d'achat en guichet ouvert pour l'électricité produite par les méthaniseurs de moins de 0,5 MW, imposant, pour les unités de plus grande taille, la réalisation du projet en injection lorsqu'elle est pertinente, limitant l'usage de cultures énergétiques, et encourageant le recours aux effluents d'élevages, sera donc conservé.

Pour les installations de grandes tailles, des conflits d'usages sur la ressource méthanisable peuvent se développer : il semble par conséquent préférable de recourir pour ces dernières à des appels d'offres plutôt qu'à un système de soutien de type guichet ouvert afin que le développement de cette filière reste maîtrisé. Pour optimiser l'utilisation de la ressource, la réalisation du projet en injection devra être privilégiée lorsqu'elle est possible. Le rythme de développement qui paraît le plus approprié pour ces installations est de 10 MW par an.

1.1.6 Les énergies renouvelables en mer

Objectifs quantitatifs

- ⇒ Mettre en service entre 2018 et 2023 les projets éoliens en mer déjà sélectionnés représentant un volume total de 3 000 MW.
- ⇒ Attribuer d'ici 2023 des projets à hauteur de 500 à 6000 MW de capacités éoliennes en mer posées supplémentaires, en fonction des résultats des concertations sur les zones propices, du retour d'expérience de la mise en œuvre des six premiers projets et sous condition de baisse de prix par rapport aux précédents appels d'offres.
- ⇒ Viser une capacité installée de 100 MW à l'horizon 2023 pour les autres énergies renouvelables en mer, et engager d'ici là des projets supplémentaires pour une capacité de 200 à 2000 MW, en fonction du retour d'expérience des fermes pilotes et sous réserve de l'évaluation des coûts de production de l'électricité de ces technologies.

Orientations

- ⇒ Améliorer la procédure d'appels d'offres pour l'éolien en mer posé, afin de favoriser la baisse des coûts et d'accélérer la réalisation des projets avant de lancer de nouveaux appels d'offres.
- ⇒ Renforcer les concertations et la prise en compte des enjeux environnementaux et d'acceptabilité locale et des conflits d'usage des projets éolien en mer posé lors de l'identification des zones propices en amont des appels d'offres afin de renforcer l'ancrage de ces projets dans les territoires.
- ⇒ Accompagner, par des dispositifs de soutien à la recherche et développement et aux projets pilotes, les projets pré-commerciaux dans les secteurs émergents des énergies renouvelables en mer (éolien flottant, hydroliennes, etc.), permettant des retours d'expérience et la définition précise d'objectifs de déploiement dans la prochaine PPE, en fonction des coûts et de la maturité de ces filières.

Actions concrètes 2016-2017

- ⇒ Lancer un nouvel appel d'offre éolien en mer au large de Dunkerque et poursuivre l'identification des autres zones propices au développement de nouvelles fermes commerciales.
- ⇒ Réaliser des études techniques et environnementales préalables dans le cadre du lancement des prochains appels d'offres éolien en mer posé afin d'augmenter la connaissance des candidats potentiels pour l'élaboration de leurs offres, d'accélérer la réalisation des projets et de permettre une baisse des coûts.
- ⇒ Poursuivre la consolidation et la simplification des procédures administratives permettant de favoriser le développement des projets grâce à la mise en place et la pérennisation du permis environnemental unique et l'accélération du traitement des recours contentieux.

L'EOLIEN EN MER POSE

Même si actuellement aucun parc éolien en mer n'est en exploitation sur le territoire national, le développement commercial de la filière éolienne en mer posée est 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. L'identification de nouvelles zones propices à l'implantation de fermes commerciales, la consolidation du cadre juridique et la réduction des coûts constituent les enjeux clés pour la consolidation de cette filière commerciale émergente.

Les dispositifs de soutien mis en place par l'Etat français de 2009 à 2015

Depuis 2009, le soutien de l'Etat pour accompagner cette filière a été constitué à la fois par du financement important de projets de recherche et de démonstration de briques technologiques et également par le lancement de deux appels d'offres commerciaux portant sur la réalisation de six parcs de capacités de l'ordre de 500 MW chacun.

Le montant estimé par la CRE des charges CSPE prévisionnelles correspondant à la mise en service de ces 6 parcs s'élèvera à 1,109 milliards d'euros en 2021 (mise en service des 4 premiers parcs attribués à l'appel d'offres de 2011) et 1,868 milliards d'euros en 2023 (ajout de la mise en service des 2 parcs attribués à l'appel d'offres de 2013).

Les procédures d'appels d'offres de 2011 et 2013 ont permis de prendre en compte les enjeux environnementaux liés au développement des parcs

Les parcs éoliens en mer sont susceptibles d'avoir un impact sur l'environnement : paysage, avifaune, faune marine, fonds marins, et les usages de la mer, dont la pêche, et la sécurité maritime. Ainsi, l'Etat a mis en place un cadre législatif et réglementaire qui à toutes les étapes du projet – de l'amont via l'identification des zones propices au développement de fermes commerciales à l'aval lors de l'exploitation – vise à identifier, prévenir-réduire et si besoin compenser les impacts, tant par des choix judicieux de localisation, conception des projets, que dans une réalisation respectueuse d'un haut niveau d'exigence environnemental évalué notamment dans le cadre des études d'impact nécessaires à l'obtention des autorisations administratives. Les porteurs de projets doivent conduire un processus très encadré par la législation, progressif, transparent, in fine soumis à plusieurs autorisations administratives, après étude d'impact et enquête publique.

En particulier, le Gouvernement a choisi d'initier le développement de l'éolien en mer posé grâce aux lancements d'appels d'offres qui permettent à la fois de maîtriser les lieux d'implantation afin d'éviter une installation désordonnée nuisible à l'acceptabilité de la filière, le rythme d'implantation afin de permettre la montée en puissance industrielle d'un tissu national et les coûts associés au soutien économique de cette filière. La démarche mise en place pour les appels d'offres de 2011 et 2013 est progressive pour prendre en compte les enjeux environnementaux :

- En amont du lancement des appels d'offres, une identification des zones propices est réalisée et peut ainsi déjà par exemple éliminer des zones dont les conditions de vent ne sont pas favorables ou qui poseraient des questions importantes en termes d'environnement ;
- Dans le processus d'appel d'offres, les aspects d'insertion environnementale et de conflits d'usages sont pris en compte dans la notation sur la base d'éléments étayés. Le candidat présente dans son offre les mesures qu'il envisage pour éviter, réduire et compenser les impacts du projet sur l'environnement. Il s'engage, en outre, à concevoir, construire, exploiter et démanteler l'installation de manière à minimiser les impacts sur l'environnement et à remettre le site en état à la fin de l'exploitation ;
- Une fois les lauréats désignés, les projets ne peuvent être autorisés qu'après un déroulement encadré où s'enchaînent débat public, phase de levée des risques (où le candidat doit fournir une série d'études techniques et environnementales) qui permet ensuite de confirmer le projet, procédures d'autorisations au titre du code de l'environnement (loi sur l'eau) et du code général de la propriété des personnes publiques (occupation du domaine public maritime) comprenant en particulier une étude d'impact approfondie et une enquête publique ;
- Après cette procédure le projet doit minimiser et compenser ses impacts, et l'autorisation prescrit les mesures de réduction, compensation, surveillance des impacts sur l'environnement ;
- Des exigences en termes de démantèlement et de remise en état du site à la fin de l'exploitation sont fixées dans le cahier des charges de l'appel d'offre : ainsi l'offre du candidat doit prévoir un retour du site à un état comparable à l'état initial, et compatible avec la pratique des activités existantes avant la construction du parc.

L'amélioration de la procédure d'appel d'offres suite aux retours d'expérience des premiers parcs permettra de renforcer l'ancrage de ces projets dans les territoires et d'accélérer leur développement. Cela suppose en amont la réalisation d'études techniques et environnementales permettant d'anticiper les difficultés.

Afin de permettre une baisse des coûts des futurs projets et d'accélérer la construction des projets lauréats, une piste serait que la puissance publique réalise davantage d'études techniques et environnementales dans le cadre du lancement des appels d'offres pour permettre de réduire la phase de levée des risques durant laquelle les lauréats des appels d'offres de 2011 et 2013 réalisent des études techniques et confirment la faisabilité de leur offre initiale. Par ailleurs, l'acquisition de données techniques et environnementales sur les zones ouvertes à l'appel d'offres doit permettre aux candidats potentiels de mieux structurer leurs offres et limiter les risques, ce qui in fine devrait permettre une baisse des prix proposés.

Suite aux deux appels d'offres de 2011 et de 2013, des améliorations de la procédure d'appels d'offres et des documents de consultations associés doivent permettre d'améliorer le dispositif, notamment en termes d'allocation des risques entre l'Etat, les porteurs de projets et le gestionnaire de réseau de transport qui devraient être davantage explicitée en amont du lancement de la procédure

de mise en concurrence pour permettre une baisse des prix proposés en donnant une meilleure visibilité aux candidats potentiels.

LES ENERGIES MARINES RENOUVELABLES

Les énergies marines renouvelables recouvrent l'ensemble des autres technologies permettant de produire de l'électricité à partir de différentes forces ou ressources du milieu marin hors éolien en mer posé :

- l'éolien en mer flottant utilise l'énergie des vents ;
- l'hydrolien marin utilise l'énergie des courants marins ;
- l'houlomoteur utilise l'énergie des vagues ;
- l'énergie marémotrice utilise l'énergie des marées ;
- l'énergie thermique des mers utilise l'énergie hydrothermique, c'est-à-dire le gradient de température entre les eaux de surface chaudes et les eaux froides en profondeur.

Filières émergentes, ces technologies renouvelables en mer sont au stade de la recherche et de l'expérimentation. Aujourd'hui, à l'exception notable de l'usine marémotrice de la Rance, il n'y a pas encore d'unité de production électrique en France, mais de nombreux projets de démonstration sont en cours de déploiement. Chacune de ces filières, a un degré de maturité et des perspectives de développement spécifiques à plus un moins long terme.

Concernant l'éolien en mer flottant, plusieurs prototypes sont actuellement en cours de développement en France métropolitaine et les premières fermes pilotes pourront être mises en service à moyen terme. La France dispose d'un gisement technique significatif, notamment en Méditerranée où les vents sont importants et la bathymétrie trop importante pour réaliser de l'éolien en mer posé.

Concernant la filière hydrolienne, plusieurs prototypes sont actuellement en cours de développement et de test en France métropolitaine et les premières fermes pilotes pourront être mises en service à moyen terme. La France, qui dispose des courants parmi les plus forts du monde, dispose d'un potentiel de 2 à 3 gigawatts au maximum. Par ailleurs, le gisement hydrolien est très localisé dans le monde dans la mesure où cette technologie nécessite des courants importants, ce qui conduit à un potentiel à l'export mesuré.

Concernant l'énergie houlomotrice, plusieurs démonstrateurs sont actuellement en test dans le monde, et à l'horizon de la PPE, la filière devrait toujours en être au stade de la démonstration.

Concernant l'énergie marémotrice, la France est aujourd'hui un des pays pionniers dans cette technologie, mais son développement plus extensif n'est pas envisagé à court terme, notamment au regard des enjeux environnementaux importants que cela pourrait soulever. Le potentiel de cette énergie est très distribué mais l'évaluation du gisement disponible reste à évaluer.

Concernant l'énergie hydrothermique, le gisement potentiel semble 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.

Dans son *Medium-Term renewable energy market report 2015*, l'Agence Internationale de l'Energie indique que les coûts d'investissements pour un dispositif houlomoteur de 3MW serait de l'ordre de 18 100 \$/kW. Les coûts d'investissements d'une installation de 10 MW utilisant les courants marins seraient autour 14 600 \$/kW. Pour l'énergie thermique des mers les coûts d'investissements sont plus élevés et pourraient atteindre 45 000 \$/kW. Dans son étude, l'agence indique que ces filières naissantes sont actuellement confrontées à certains enjeux notamment technologiques qui font émerger certaines incertitudes concernant leur développement à moyen terme. Selon l'étude, à moyen terme, les filières d'énergies marines (hors éolien flottant) pourraient atteindre 1 GW à l'horizon 2020 au niveau mondial.

Les dispositifs de soutien mis en place par l'Etat français de 2009 à 2015 portent principalement sur l'amont (R&D) pour accompagner la maturation de ces technologies

Le soutien de l'Etat pour accompagner ces filières vers la maturité passe avant tout par du financement de projets de recherche et de démonstration de briques technologiques et du déploiement de fermes pré-commerciales.

Depuis 2009, plusieurs Appels à Manifestation d'Intérêt (AMI) ont été lancés sur les énergies marines. Pilotés par l'ADEME et lancés par l'Etat dans le cadre du Programme des Investissements

d'Avenir (PIA), ces appels à projets visent à lever des verrous à la fois technologiques et non technologiques (impacts environnementaux, économiques...) dans les différentes filières : AMI énergies marines (2009), AMI Navires du futur (2011), AMI énergies marines briques technologiques (2013) et AMI fermes pilotes hydroliennes (2014), AMI Multi-ENR (2014), AAP fermes pilotes éoliennes flottantes (2015), AAP EMR (2015).

Au total, pour toutes les filières énergies renouvelables en mer, 20 projets sont financés et bénéficient d'un financement total de plus de 190 millions d'euros. Ces chiffres ont vocation à augmenter sensiblement avec les récents appels à projet en cours.

LES OBJECTIFS SUR L'HORIZON DE LA PPE

Simplifier les procédures administratives sans diminuer le niveau d'exigence environnemental et paysager

Plusieurs mesures de simplification ont été mises en œuvre par l'Etat afin de permettre une consolidation juridique et une accélération de la réalisation des projets. Le Gouvernement a mis en place en 2014 l'expérimentation d'une autorisation environnementale unique articulé autour de la loi sur l'eau et délivrée par le préfet de département. Initialement testées dans deux régions, elle a été généralisée à l'ensemble du territoire dans la loi de transition énergétique et permettra donc aux parcs éoliens en mer lauréats de l'appel d'offres de 2013 d'en bénéficier. Elle prévoit notamment un délai d'instruction des autorisations raccourci et des mesures d'accélération du traitement des recours.

Au regard des délais de réalisation important des projets d'énergies renouvelables en mer et des montants d'investissements élevés que ces projets représentent, des mesures de simplification ont été engagées pour faciliter leur réalisation. Elles visent la limitation des délais de recours en confiant le traitement des recours à une Cour Administrative d'Appel spécialisée en premier et dernier ressort, l'allongement de la durée de concession du Domaine Public Maritime de 30 à 40 ans et la réduction des délais de recours liés à l'autorisation loi sur l'eau.

Poursuivre le développement de chacune de ces filières avec des dispositifs de soutien adaptés à leurs spécificités et pour des volumes qui dépendront de l'évolution de leurs coûts et de leur niveau de maturité

Concernant l'éolien en mer posé, compte tenu de la nécessité d'une plus grande association du public au développement de ces projets pour en favoriser l'ancrage territorial et en assurer la réussite, le renforcement des concertations avec les parties prenantes en amont du lancement du prochain appel d'offres est nécessaire. Par ailleurs, pour favoriser la baisse des coûts de cette technologie qui restent élevés à l'heure actuelle, la PPE recommande d'améliorer la procédure d'appels d'offres, en particulier, de réaliser certaines études techniques et environnementales dans le cadre du lancement d'un nouvel appel d'offres afin de mieux qualifier le site (études de vents, études environnementales, etc.). Ces études devront être lancées dès 2016.

Cela permettra le lancement d'appels d'offres à partir de 2017 pour un volume de 500 MW à 6 000 MW en fonction des résultats des consultations du public et de l'évolution des coûts de cette technologie.

Concernant les autres technologies d'énergie renouvelables en mer, le volume des capacités installées à l'horizon 2023 devra s'élever à 100 MW.

Il est visé d'engager le développement de nouveaux projets de démonstration ou pré-commerciaux pour un volume de projets attribués 200 à 2 000 MW de projets à l'horizon 2023 en fonction des retours d'expérience des fermes pilotes notamment en termes d'évolution des coûts de l'électricité produite et du niveau de maturité technologique.

A cette fin, ces filières devraient être accompagnées prioritairement par des dispositifs de soutien à la R&D permettant d'identifier les technologies les plus prometteuses et les accompagner vers un développement pré-commercial.

Le soutien à la recherche et au développement qui sera mis en place devra permettre d'avancer significativement d'ici 2023 sur :

- l'identification des technologies les plus prometteuses et leur rythme de maturation ;
- la qualification de la ressource et la consolidation de l'estimation des productibles ;
- la réduction des coûts de ces technologies, notamment pour le design et la construction des machines, l'architecture électrique, les moyens et méthodes d'installation et de maintenance ;
- l'amélioration de leur intégration dans l'environnement ;

- l'évaluation des gisements au regard de la ressource, des enjeux environnementaux, d'acceptabilité et de conflits d'usages.

Pour chaque filière, ces éléments seront des étapes essentielles pour préciser les conditions de leur développement commercial ultérieur.

Sous réserve que ces conditions soient remplies, le calendrier indicatif suivant est envisagé pour les procédures de mise en concurrence :

- Lancement d'un premier appel d'offres portant sur l'hydrolien marin et l'éolien flottant au second semestre 2016 ;
- Second appel d'offres hydrolien : lancement d'une procédure au premier trimestre 2019 ;
- Second appel d'offres éolien flottant : lancement d'une procédure au premier trimestre 2020.

1.1.7 La géothermie

Objectifs quantitatifs

- ⇒ **Accompagner la réalisation de quelques projets pilotes représentant une capacité installée de moins d'une centaine de MW à l'horizon de la PPE.**

Orientations

- ⇒ **Recourir à un dispositif de soutien de type guichet ouvert pour développer les premiers projets de géothermie haute température.**
- ⇒ **Mettre en place un fonds de couverture de l'aléa géologique afin d'assurer l'émergence d'une filière capable d'exporter.**
- ⇒ **Une fois les premiers projets en service, prévoir une diminution du niveau de soutien pour la production d'électricité afin d'inciter à une baisse des coûts d'investissement et d'exploitation pour améliorer la compétitivité de la filière.**
- ⇒ **Maintenir des aides à l'investissement pour les équipements de valorisation de la chaleur résiduelle lorsqu'un raccordement à des utilisateurs de chaleur est possible afin d'améliorer le rendement énergétique global des sites.**

Actions concrètes 2016-2017

- ⇒ **Mettre en œuvre l'arrêté offrant un complément de rémunération permettant l'émergence de premiers projets pilotes pour la filière géothermie.**
- ⇒ **Mettre en place d'un fonds de garantie afin de couvrir l'aléa géologique.**

LE DEVELOPPEMENT DES PREMIERS PROJETS GEOTHERMIQUES

En France métropolitaine, le potentiel de la géothermie pour la production d'électricité est peu exploité à ce jour. Un seul projet pilote a été développé, le projet de Soultz-sous-Forêts (d'une puissance électrique installée de 2,1 MWe), en service depuis 2008, qui utilise la technologie dite Enhanced Geothermal System (EGS). Celle-ci consiste à réchauffer de l'eau à près de 200°C en l'injectant en profondeur au contact de roches chaudes. Lorsque l'eau remonte à la surface sous forme gazeuse, elle est exploitée afin de produire de l'électricité.

Pour pouvoir produire de l'électricité d'origine géothermique, il est nécessaire de travailler dans une gamme de température relativement élevée : des réservoirs avec des températures comprises entre 120°C et 200°C sont recherchés en France métropolitaine. Plusieurs dizaines de permis exclusifs de recherche pour des réservoirs de ce type ont été accordés ou sont à ce jour en cours d'instruction témoignant d'un réel dynamisme à venir pour cette filière.

LES ENJEUX SOCIO-ECONOMIQUES, INDUSTRIELS ET ENVIRONNEMENTAUX

Enjeux de compétitivité - Coûts de la filière

Le coût de production moyen de l'électricité produite par la filière géothermie est estimé à environ 280 €/MWh au regard des coûts attendus pour la dizaine de projets en cours de développement en France métropolitaine. Ce coût de production très élevé s'explique par des montants d'investissements (nécessité de réaliser des forages profonds) et des coûts d'exploitation importants et incertains compte tenu de faible retour d'expérience à ce stade.

Cependant, la filière géothermie étant en phase de développement, des baisses de coûts significatives sont attendues une fois les premiers projets réalisés. Ce gain de compétitivité de la filière sera rendu possible notamment grâce à l'amortissement de l'outil de forage et l'optimisation des services aux puits.

Enjeux industriels et économiques

Le marché mondial de la production d'électricité géothermique est appelé à doubler dans les dix années à venir, avec un chiffre d'affaires prévisionnel en études, travaux, équipements et services évalué à 3 à 4 milliards d'euros par an. En effet, avec 12 GW de capacité de production électrique installée, moins de 6% du potentiel géothermique mondial est exploité aujourd'hui.

La France peut prendre place sur ce marché face à la concurrence étrangère en visant à terme 10 % à 15 % du marché. Elle dispose en effet de nombreux atouts, avec des compétences présentes sur l'ensemble de la chaîne de valeur, et des points forts en exploration, ingénierie, exploitation et maintenance d'équipements énergétiques.

La géothermie pour la production d'électricité présente l'avantage d'être une filière dont le potentiel de développement est significatif, créatrice d'emplois locaux et pérennes, tant sur l'amont pour le lancement des projets (exploration, forages) que sur l'aval pour l'exploitation du site. Les travaux menés dans le cadre de la PPE ont permis d'évaluer les emplois français associés à environ 3 ETP/an/MW sur la phase de construction, et un peu plus de 1 ETP/an/MW sur la phase d'exploitation.

La production électrique par géothermie présente également l'avantage de n'être pas intermittente, et contribue à ce titre à la sécurité du système électrique.

Enjeux environnementaux

La géothermie électrique fonctionne en circuit fermé avec réinjection du fluide géothermale dans son milieu (pas de consommation d'eau en phase d'exploitation) et sans combustion (pas d'émissions atmosphériques). Les projets de géothermie haute enthalpie permettent une valorisation locale de la ressource avec une faible empreinte foncière.

Le code minier et le code de l'énergie encadrent strictement l'activité de production d'électricité d'origine géothermique, permettant de maîtriser les risques environnementaux liés à cette filière. En particulier :

- au regard des enjeux liés à la sismicité, la fracturation hydraulique n'est pas employée, les pressions d'injection de fluides sont limitées et l'activité micro-sismique est contrôlée par un réseau de stations sismologiques contrôlées par des organismes publics ;
- au regard des enjeux liés à la nappe phréatique, 6 couches d'étanchéité des puits sont exigées (3 couches de tubage en acier et 3 couches de ciment). La qualité de la nappe est par ailleurs contrôlée par l'installation de piézomètres à proximité des puits ;
- au regard des nuisances sonores, les nuisances sont limitées lors de la phase de forage et de la phase d'exploitation. En particulier, la turbine est placée dans un bâtiment insonorisé et le système de refroidissement est conçu pour minimiser l'impact sonore.

Comme pour les autres énergies renouvelables, il est important de mener des études en amont des projets et de les accompagner par des concertations locales de qualité.

LES OBJECTIFS SUR L'HORIZON DE LA PPE

Les opérateurs de la géothermie haute température se sont positionnés avec des demandes de permis exclusifs de recherche (environ 25 permis sont accordés ou en cours d'instruction) sur les régions présentant les meilleurs potentiels.

Au regard de ces permis, une capacité électrique supplémentaire de moins d'une centaine de MW pourra être mise en service à l'horizon 2023.

1.1.8 Les énergies de récupération

Orientations

⇒ Examiner les dispositifs de soutien envisageables pour développer le recours aux combustibles solides de récupération, et engager le cas échéant des appels d'offres expérimentaux, en articulation avec la politique de gestion des déchets.

En complément des énergies renouvelables, les énergies de récupération représentent un gisement important qu'il peut être avantageux, au plan environnemental comme économique, de mobiliser dans certains cas.

Un soutien aux énergies de récupération existe déjà au travers d'un tarif d'achat, mis en place en 2016, pour les installations de combustion de gaz de mine issu naturellement des vides miniers.

Le recours aux combustibles solides de récupération (CSR) pourrait également se développer sur l'horizon de la PPE. Les CSR sont préparés à partir de déchets non dangereux, en vue d'une valorisation énergétique dans des installations de production d'électricité ou de chaleur. Leur utilisation s'inscrit dans le cadre des objectifs ambitieux de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte en matière de gestion des déchets et d'économie circulaire, en particulier la réduction des quantités de déchets non dangereux non inertes admis en installations de stockage de 30 % en 2020 et de 50 % en 2025.

Outre la mise en place récente d'un cadre réglementaire spécifique pour la préparation et la valorisation des CSR (dans la nomenclature ICPE), les professionnels estiment qu'un soutien financier sera nécessaire pour engager le développement de cette filière afin d'atteindre les objectifs mentionnés ci-dessus. Un premier appel à projet de l'ADEME, portant sur la production de chaleur²³, a ainsi été lancé au premier semestre 2016. S'agissant de la valorisation électrique, les professionnels estiment que la contribution des CSR pourrait s'élever à 150 MWe.

Une réflexion sera engagée sur la première période de la PPE sur les dispositifs de soutien éventuels pour le recours aux CSR pour la cogénération de chaleur et d'électricité. En fonction des analyses, des appels d'offres expérimentaux pourraient être lancés.

Ces actions seront conduites en articulation avec la politique de gestion des déchets, et dans le respect de la hiérarchie des modes de gestion des déchets, qui privilégie la prévention de la production de déchets puis le recyclage – valorisation matière, et seulement ensuite la valorisation énergétique.

²³ Cet appel à projets Energie CSR concerne aussi l'outre-mer pour la production de chaleur ou d'électricité.

1.2 Le parc thermique à combustible fossile

Orientations

- ⇒ Ne pas autoriser de nouvelle centrale thermique de production d'électricité au charbon non équipée de système de captage, stockage ou valorisation du CO₂.
- ⇒ Se préparer à un arrêt de la production d'électricité à partir de charbon à l'horizon de la PPE (2023).
- ⇒ Restreindre la durée de fonctionnement des nouvelles installations de production d'électricité à partir de combustibles fossiles et émettant des gaz à effet de serre de manière à respecter des valeurs limites d'émissions, conformément à l'article L. 311-5-3 du code de l'énergie.
- ⇒ Privilégier les projets de cogénération à haut rendement à partir de la biomasse.
- ⇒ Privilégier le lancement d'appels d'offre pour des capacités d'effacement, par rapport au développement de nouvelles capacités de production de pointe, en cas de risque pesant sur la couverture des pointes de consommation.
- ⇒ Limiter le recours au parc thermique à flamme en fonction du réel besoin de flexibilité, dans des conditions environnementales et économiques satisfaisantes, et privilégier les solutions d'effacement pour piloter l'équilibre offre-demande.

Actions concrètes 2016-2017

- ⇒ Restreindre par décret la durée de fonctionnement des nouvelles installations de production d'électricité à partir de combustibles fossiles émettant des gaz à effet de serre, et interdire les nouvelles centrales à charbon non équipées de système de captage, stockage et valorisation du CO₂.
- ⇒ Mettre en place des comités locaux sous l'égide des préfets destinés à travailler avec l'ensemble des parties prenantes afin d'anticiper la mutation de la filière charbon, dans le contexte de la transition énergétique.

1.2.1 Les enjeux associés au parc thermique

Le rôle du parc thermique dans le mix électrique

En métropole continentale, le parc thermique à combustible fossile, aussi appelé thermique à flamme, est constitué des capacités suivantes au 1^{er} janvier 2016 :

- 5,7 GW de centrales à cycle combiné gaz (CCG). Deux nouvelles installations sont en construction (EDF à Bouchain, démarrée courant 2016) ou en projet (Compagnie électrique de Bretagne à Landivisiau) ;
- 2,3 GW de centrales à charbon, dont 600 MW en maintenance jusqu'à l'hiver 2017-2018 ;
- 5,3 GW de centrales au fioul ;
- 1,9 GW de turbines à combustion alimentées au fioul ou au gaz ;
- Environ 6 GW de production thermique décentralisée à partir de combustible fossile, regroupant toutes les autres installations thermiques, et dont une partie fonctionne en cogénération.

Dans le mix électrique français, les centrales thermiques à flamme ont pour rôle principal d'assurer la sécurité d'approvisionnement en ajustant 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.

La contribution des centrales thermiques dans la production d'électricité est en diminution sous l'effet conjoint du développement des énergies renouvelables et de la fermeture des installations fonctionnant au charbon : pour la première fois en 2014, l'énergie produite par le parc thermique à combus-

tible fossile (27,0 TWh, soit 5% de la production française) a été inférieure à la production renouvelable autre qu'hydraulique (27,9 TWh).

La production thermique reste présente à moyen terme dans le mix électrique, pour assurer la sécurité d'approvisionnement. Par exemple, dans tous les scénarios prospectifs à horizon 2030 modélisés par RTE dans son bilan prévisionnel 2014, elle continue de représenter entre 6% et 12% de la production d'électricité française.

Enjeux environnementaux

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, fixe les nouvelles contraintes applicables au 1^{er} janvier 2016 pour les installations de production d'électricité : elle rend plus strictes les limites d'émissions pour les oxydes d'azote NOx, le dioxyde de soufre SO₂ et les poussières.

La directive IED prévoit cependant 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. En France, ces dispositions ont déjà conduit à l'arrêt de 15 centrales au charbon parmi les plus polluantes entre 2013 et 2015, pour un total de 4 GW, et ont contribué à la forte réduction des émissions de CO₂ du secteur de la production d'électricité.

En plus de ces directives européennes, la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte a introduit pour les nouvelles installations une limitation de la durée maximale d'heures de fonctionnement par an. Le PPE 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.

1.2.2 Les centrales à cycle combiné gaz (CCG)

La combinaison dans les centrales à cycle combiné gaz (CCG) d'une turbine à combustion utilisant le gaz et d'une turbine utilisant la vapeur produite grâce à la chaleur dégagée par la combustion du gaz permet d'atteindre des rendements de l'ordre de 60%. Ce rendement amélioré permet de réduire les émissions atmosphériques de CO₂, de NOx et de SO₂ par rapport aux centrales au gaz « classiques ».

Les CCG sont des moyens flexibles, complémentaire des énergies renouvelables, qui fonctionnent en semi-base et sont disponibles pendant les périodes de pointe. Elles peuvent donc avantageusement remplacer les centrales à charbon, également conçues pour fonctionner en semi-base mais beaucoup plus polluantes. Les CCG souffrent cependant de conditions économiques défavorables, en tant que moyens de semi-base pénalisés par la priorité d'accès donnée aux ENR et directement concurrencés par les centrales à charbon : la compétitivité relative des CCG et des centrales au charbon tourne aujourd'hui à l'avantage de ces dernières, en raison de la faiblesse du prix de charbon et du CO₂. Cette baisse de rentabilité a conduit certains producteurs français à prendre des décisions de fermeture estivale ou de mise sous cocon provisoire de CCG ces dernières années. Plus généralement, le système électrique européen connaît une situation actuelle difficile, caractérisée par une faiblesse de la demande dans un contexte de crise économique et une relative surcapacité, qui a particulièrement affecté de nombreuses centrales construites entre 2005 et 2010.

Le maintien en exploitation des CCG, substituables aux centrales à charbon mais beaucoup plus flexibles et moins émettrices en gaz à effet de serre, est un enjeu important à moyen terme pour le mix électrique.

La réponse apportée par les pouvoirs publics consiste en l'amélioration de l'architecture du marché de l'électricité grâce à plusieurs réformes de fond menées au niveau national :

- D'une part le mécanisme de capacité permettra de valoriser la contribution à la sécurité d'approvisionnement des capacités de production (comme les CCG) 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.

- D'autre part, la réforme des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération, en cohérence avec les nouvelles lignes directrices de la Commission européenne en matière d'aide d'État dans le domaine de l'énergie, permettra de mieux intégrer les filières qui en bénéficient au marché de l'électricité.
- Enfin, le renforcement du signal-prix du carbone est essentiel pour inverser l'ordre de mérite entre les centrales électriques au charbon et au gaz. La réforme du système communautaire d'échanges de quotas d'émissions envisagée par la Commission européenne pourrait participer au renforcement de ce prix. La France défend toutefois une réforme plus ambitieuse afin de privilégier l'usage du gaz par rapport au charbon, qui s'appuierait sur la mise en place d'un corridor de prix sur le dispositif ETS, voire sur l'introduction au niveau européen d'un prix-plancher du carbone spécifiquement pour la production d'électricité.

En parallèle de ces réformes, les normes environnementales européennes plus strictes pour les centrales thermiques (directive IED qui promeut l'utilisation des meilleures techniques disponibles) devraient conduire à déclasser en priorité les centrales à charbon les plus anciennes en Europe d'ici 2023.

1.2.3 Les centrales à charbon

Les centrales à charbon fonctionnent également en semi-base dans le mix électrique français. Leurs émissions atmosphériques, 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 au plan économique : RTE retient par exemple, pour le calcul des émissions de la production électrique, un facteur d'émissions de 956kg CO₂/MWh, près de trois fois supérieur à celui des installations fonctionnant au gaz.

En application des directives GIC et IED, 15 centrales au charbon (soit 4 GW) mises en service avant 1975 ont cessé de fonctionner depuis 2013. La capacité installée du parc charbon, qui était de 4,2 GW en 2015, diminue donc à 2,9 GW en 2016.

La localisation des grandes installations utilisant du charbon est présentée ci-dessous.

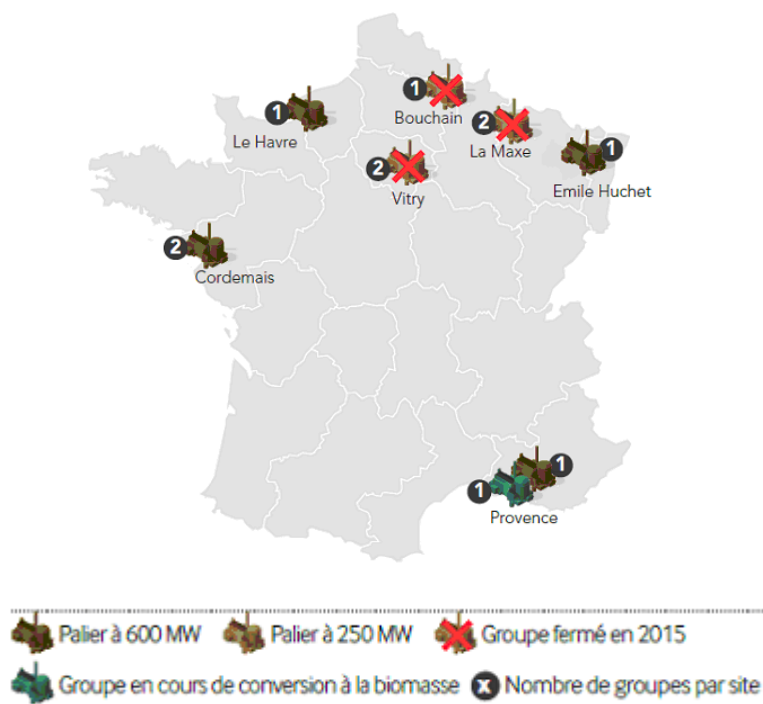


Figure 6 : Localisation des grandes installations utilisant du charbon (source : RTE)

Des travaux de rénovation ont été menés sur les tranches charbon d'EDF du Havre et de Corde-mais, équipées de désulfuration et de dénitrification des fumées, dans le but d'améliorer leurs performances environnementales et techniques et de se conformer à la norme IED. Près de 2,9 GW de centrales au charbon pourraient rester présentes jusqu'à 2023, prochaine échéance de la directive IED et fin de l'horizon de la PPE.

L'enjeu principal pour le parc thermique à moyen terme étant la maîtrise de ses émissions de CO₂, de manière à respecter la déclinaison indicative des budgets carbone associée à la production d'énergie, **les nouvelles capacités charbon qui ne seraient pas équipées d'un système de captage et stockage du CO₂ ne seront pas autorisées.**

S'agissant des centrales au charbon existantes, il apparaît nécessaire de se préparer à la perspective d'un arrêt de la production d'électricité à partir de charbon à l'horizon de la PPE (2023). La France défend en effet l'objectif d'inverser au niveau européen l'ordre de mérite entre les centrales charbon et les centrales au gaz, afin de réduire la production des centrales charbon et donc les émissions de gaz à effet de serre. Cela pourrait passer par un corridor de prix sur le système européen de quotas, voire par la mise en place d'un prix-plancher spécifique à la production d'électricité. La mise en œuvre de telles mesures devrait conduire à un arrêt du recours au charbon pour la production d'électricité, et, sauf si elles étaient absolument nécessaires pour le maintien de la sécurité d'approvisionnement, à la fermeture à moyen terme des centrales électriques au charbon qui ne seraient plus compétitives.

Il est important que les producteurs d'électricité, et notamment EDF dans le cadre de son plan stratégique, prennent en compte cette orientation dans leurs programmes d'investissements dans les centrales existantes, dont l'exploitation n'a pas vocation à être significativement prolongée au-delà de l'horizon de la PPE, et préparent le nécessaire accompagnement des personnels et la reconversion des sites.

Le Gouvernement mettra en place avec l'ensemble des parties prenantes, les salariés, les acteurs de la formation professionnelle et les territoires concernés, les mesures permettant d'anticiper la mutation de la filière charbon, dans le contexte de la transition énergétique.

1.2.4 Les installations de cogénérations au gaz naturel

Les installations de cogénération au gaz naturel permettent la production combinée de chaleur et d'électricité, la chaleur produite étant utilisée en général par injection dans un réseau de chaleur ou pour un processus industriel. Elles présentent ainsi de meilleurs rendements énergétiques que les centrales électriques classiques (environ 80-90 % contre 50-55 % pour les CCG, 35-40 % pour les centrales au charbon et 30-35 % pour les centrales au fioul) et contribuent de ce fait à l'amélioration de l'efficacité énergétique et à la réduction de la consommation d'énergie primaire.

Les installations de cogénération dont les débouchés chaleur nécessitent un apport de chaleur constant présentent un profil de production d'électricité prévisible et plat, ce qui pour le système électrique est un atout du point de vue de la gestion de l'équilibre offre-demande, mais peut devenir une faiblesse si le besoin de flexibilité augmente. Elles sont pilotables et peuvent produire pendant les pointes de consommation électrique, ce qui contribue à la sécurité d'approvisionnement électrique ; en revanche, leur dépendance à l'approvisionnement en gaz peut s'avérer une faiblesse en cas de crise simultanée sur les réseaux électriques et gaziers. Enfin, l'avantage des installations de cogénération, du point de vue des émissions de CO₂, n'existe que si elles produisent en remplacement d'un autre moyen de production d'électricité à combustible fossile. Leur intérêt doit donc être évalué au regard de la place des moyens thermiques dans le mix à moyen terme.

Au total, l'ensemble de ces installations a produit 15 TWh de chaleur et 12 TWh d'électricité en 2014. Selon les professionnels, les besoins de chaleur permettraient d'envisager un potentiel technique de doublement du parc installé à l'horizon 2025.

Orientations sur le soutien public à la cogénération

Les installations de cogénération ont fait l'objet d'un soutien important par les pouvoirs publics avant les années 2000 afin d'encourager le développement de cette technologie, dans la mesure où le

coût de la production combinée de la chaleur ou de l'électricité était supérieur au prix de marché. Des contrats d'achat de l'électricité produite ont été mis en place et perdurent pour de nombreuses installations de moins de 12 MW.

Au-delà de 12 MW, les installations sont sorties en 2013 des dispositifs d'obligation d'achat mais peuvent bénéficier depuis la loi du 20 décembre 2014 relative à la simplification de la vie des entreprises d'une prime transitoire rémunérant leur disponibilité et le service rendu au système électrique, et ce jusqu'au 31 décembre 2016 dans l'attente de la mise en œuvre du mécanisme de capacité.

Les charges de ces dispositifs sont couvertes par les charges de service public de l'énergie. D'après le rapport de la CRE sur la CSPE publié en 2014, la filière cogénération sous obligation d'achat a représenté en moyenne sur la période 2002-2013 de l'ordre de 4 000 MW de puissance installée et a bénéficié d'une rémunération totale cumulée de 17 Md€ courants, dont 9,3 Md€ de surcoûts (55 %) financés par la CSPE.

Dans le cadre de la réforme de l'obligation d'achat et de la mise en place du dispositif du complément de rémunération, et conformément aux lignes directrices concernant les aides d'Etat à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020, les cogénérations à haute performance énergétique de moins de 1 MW peuvent bénéficier d'un complément de rémunération en guichet ouvert. Les plus petites installations, de moins de 300 kW peuvent continuer à bénéficier d'un contrat d'achat. Au-delà de 1 MW, les cogénérations devront passer par une procédure d'appel d'offres pour bénéficier d'un complément de rémunération.

Contrairement aux installations de cogénération utilisant la biomasse comme combustible, qui contribuent aux objectifs de réduction de la consommation d'énergie et de développement des énergies renouvelables, les installations fonctionnant au gaz naturel ont pour seul avantage une meilleure efficacité énergétique. Leur développement est donc surtout intéressant, du point de vue des politiques énergie-climat, lorsqu'elles viennent en substitution des énergies fossiles dans le mix électrique, le meilleur rendement des installations de cogénération pouvant alors justifier qu'on les préfère à des centrales à cycle combiné gaz. A chaque fois que c'est possible, un remplacement à terme par des cogénérations fonctionnant à la biomasse doit être encouragé. Pour accélérer cette transition, des appels d'offres seront engagés pour soutenir transitoirement le fonctionnement des installations existantes, afin d'accompagner les producteurs vers l'installation d'une unité biomasse, ou vers un recours au biogaz au sein de leur unité de cogénération au gaz.

Sur l'horizon de la PPE, un soutien public fort aux installations de cogénération fonctionnant au gaz naturel n'apparaît donc pas justifié. Aucun objectif quantitatif de développement de nouvelles capacités n'est donc fixé pour cette filière.

1.2.5 Les moyens de production à la pointe

Les moyens de pointe ont pour rôle de fournir de l'électricité pendant les pics de demande, ils sont essentiels pour assurer la sécurité d'approvisionnement en France, en particulier lors des pointes de consommation hivernales. Ces centrales sont donc conçues pour tourner un très faible nombre d'heures par an (de l'ordre de 200 heures par an) et de manière fiable. Ce sont des installations dont le coût de construction par MW installé est faible, et dont le coût marginal de production par MWh produit est élevé.

Outre l'hydraulique, leur parc était constitué au 1er janvier 2016 de 5,2 GW de centrales au fioul, et de 1,9 GW de turbines à combustion alimentées soit au fioul soit au gaz naturel. EDF a toutefois cessé en 2016 l'exploitation de sa centrale d'Aramon dans le Gard, et annoncé son intention de cesser l'activité de ses tranches fioul de Porcheville et Cordemais d'ici 2018. Le parc compte aussi des moyens de production décentralisée sous la forme de moteur diesel fonctionnant au fioul domestique. Pour faire face aux pointes de consommation, l'orientation générale retenue par les pouvoirs publics est un recours accru aux effacements de consommation qui, du point de vue de l'équilibre offre-demande, sont équivalents à l'injection d'électricité, par rapport à la construction de nouveaux moyens de production de pointe.

1.3 Le nucléaire

La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte engage la France vers la diversification de son mix électrique, pour atteindre en particulier 40 % d'énergies renouvelables dans le mix électrique en 2030 et 50 % de nucléaire dans la production d'électricité à l'horizon 2025. Ce dernier objectif pourrait se traduire par une adaptation du parc nucléaire actuel, étape par étape, avec :

- des fermetures de certains réacteurs, avec à court terme la fermeture des deux réacteurs de la centrale de Fessenheim ;
- des prolongations de l'exploitation de certains réacteurs au-delà de 40 ans, pour garantir la sécurité d'approvisionnement et éviter le recours à de nouveaux moyens de production à combustible fossile.

Néanmoins, compte tenu de l'ensemble des éléments exposés ci-dessous, il est nécessaire de constater le rythme de développement des énergies renouvelables, les évolutions de la demande en électricité et la disponibilité du parc et de disposer des décisions de l'ASN pour prendre des décisions de fermeture et de prolongation de réacteurs au-delà de 40 ans, au cours de la seconde période de la PPE.

1.3.1 Une priorité absolue donnée à la sûreté nucléaire

Le contrôle de la sûreté du parc nucléaire est assuré par l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN), autorité administrative indépendante qui contrôle les activités nucléaires civiles. Elle réglemente et autorise l'exploitation des installations concernées, les inspecte pour vérifier qu'elles respectent les règles et les prescriptions de sûreté, avec le pouvoir de sanctionner et d'arrêter à tout moment l'installation en cas de manquement. Elle informe également le public sur son activité et sur l'état de la sûreté nucléaire et de la radioprotection, supervise les opérations de mise en sûreté en cas de situation d'urgence et assiste le Gouvernement dans la gestion de crise. **Les décisions récentes de l'ASN ont rehaussé les normes de sûreté, en particulier à la suite de l'accident de Fukushima.** Ainsi, d'importants investissements de sûreté sont en cours sur le parc.

Afin qu'elle puisse faire face à ces enjeux, le Gouvernement est particulièrement vigilant à la suffisance des moyens humains et matériels dont l'ASN est dotée et les a régulièrement renforcés en 2015, 2016 et 2017.

Par ailleurs, la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte comporte des dispositions importantes en termes de transparence, de renforcement des missions des commissions locales d'information, mais également de confortement du régime des installations nucléaires de base. En particulier, la loi introduit un encadrement du recours à la sous-traitance, une réforme du cadre applicable aux installations en démantèlement et une procédure particulière pour autoriser la poursuite de fonctionnement des réacteurs électronucléaires après leur 35^{ème} année de fonctionnement. **En outre, la loi autorisait le Gouvernement à légiférer par ordonnance au cours de la première période de la PPE et a ainsi permis la publication le 11 février 2016 d'une ordonnance portant diverses dispositions en matière nucléaire.** Cette dernière donne à l'ASN des outils complémentaires qui lui permettront de renforcer l'efficacité de son contrôle des installations nucléaires.

Enfin, le Gouvernement s'est attaché à étendre les mesures de protection des populations en cas d'accident nucléaire. **En particulier, le Gouvernement a annoncé lors de la quatrième conférence environnementale l'extension du périmètre des plans particuliers d'intervention (PPI)²⁴ autour des sites nucléaires en cas d'incident à 20 km, contre 10 km actuellement.** Cette orientation a été mise en œuvre par l'instruction du 3 octobre 2016 relative à la réponse à un accident nucléaire ou radiologique majeur.

Le maintien de cette priorité à la sûreté reste une exigence incontournable.

²⁴ Le Plan Particulier d'Intervention (PPI) est un plan établi à partir de scénarios d'accidents et élaboré par le préfet qui prépare les mesures de protection, la mobilisation et la coordination de tous les acteurs concernés (exploitant, services d'urgence et de l'État, communes, médias) dans la gestion de crise.

1.3.2 La fermeture des réacteurs de Fessenheim

Orientations

- ⇒ **En application du plafonnement à 63,2 GW de la capacité nucléaire, abroger par décret en 2016 l'autorisation d'exploiter des deux réacteurs de la centrale de Fessenheim.**

Actions concrètes 2016-2017

- ⇒ **Publier en 2016 le décret d'abrogation de l'autorisation d'exploiter des deux réacteurs de Fessenheim**

Conformément à l'engagement du Président de la République, les deux réacteurs de la centrale de Fessenheim seront fermés. L'entreprise EDF a en effet indiqué dans un courrier adressé en octobre 2015 à la Ministre de l'Environnement qu'elle se « *prépare à étudier l'unique hypothèse de la fermeture des deux réacteurs 900 MW du site de Fessenheim* », et a engagé fin juillet 2016 le processus de consultation de son comité central d'entreprise sur ce projet de fermeture.

L'article L. 311-5-5 du code de l'énergie introduit par la loi de transition énergétique plafonne à 63,2 gigawatts la puissance nucléaire installée en France. La mise en service de l'EPR de Flamanville ne pourra donc pas intervenir avant la fermeture des deux réacteurs de Fessenheim, pour respecter ce plafond. La demande d'abrogation de l'autorisation d'exploiter des deux réacteurs du site de Fessenheim doit être déposée par EDF dans le courant de l'année 2016. L'abrogation sera actée par le décret prévu à l'article L. 311-5-5 du code de l'énergie, qui interviendra avant la fin de l'année 2016. 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 (cf. le volet de la PPE relatif aux impacts économiques et sociaux, pour l'évaluation des besoins de compétences professionnelles dans le domaine de l'énergie et l'adaptation des formations à ces besoins).

La fermeture des deux réacteurs interviendra au cours de la première période de la PPE, dans le respect des prescriptions édictées par l'Autorité de Sûreté Nucléaire.

1.3.3 La préparation des décisions en vue d'atteindre l'objectif de 50 % de nucléaire à l'horizon 2025

Orientations

- ⇒ **En fonction de l'évolution de la consommation d'électricité et des exportations, du développement des énergies renouvelables, des décisions de l'ASN et de la nécessité d'assurer la sécurité d'approvisionnement, décider des fermetures et des prolongations de l'exploitation au-delà de 40 ans de certains réacteurs au cours de la deuxième période de la PPE.**

L'évolution du parc nucléaire dépend de nombreux paramètres des systèmes énergétiques français et européen :

- l'évolution de la consommation électrique et en particulier de la pointe de consommation, et les moyens qui pourront être mobilisés pour assurer la sécurité de l'approvisionnement sans recourir à davantage de centrales fossiles, émettrices de gaz à effet de serre ;
- le rythme de développement des énergies renouvelables et la baisse de leur coût grâce à une demande mondiale de plus en plus forte, en application de la COP 21 ;
- la situation des systèmes électriques des pays voisins, et l'évolution des échanges d'électricité aux frontières (imports/exports) ;
- le taux d'utilisation des centrales, qui pourrait baisser à l'horizon 2020 en raison des travaux engagés ;
- le coût d'exploitation et de maintien en conditions opérationnelles des réacteurs ;
- la mise en œuvre des prescriptions de sûreté de l'Autorité de Sûreté Nucléaire et leurs coûts ;

- les enjeux et les coûts liés à la gestion des déchets et matières radioactives.

Les conditions de la prolongation d'exploitation au-delà de la quatrième visite décennale, qui sera nécessaire pour certains réacteurs afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement, ne sont pas encore connues. Pour chaque palier, l'exploitant mène tous les dix ans une réévaluation de sûreté qui aboutit à un nouveau référentiel de sûreté et à un programme d'améliorations à mettre en œuvre sur chaque réacteur du palier. Ce programme est soumis à l'approbation de l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) avant la visite décennale du premier réacteur du palier. L'ASN prévoit de prendre une position générique fin 2018 sur les conditions permettant d'autoriser la prolongation de l'exploitation des centrales nucléaires françaises du palier 900 MW au-delà de la quatrième visite décennale, puis des décisions individuelles seront prises sur chaque réacteur à partir de 2019-2020 à l'occasion des quatrième visites décennales (VD4). Les conditions techniques et les exigences de sûreté permettant d'envisager une prolongation au-delà de 40 ans ne sont donc pas encore précisément connues.

Les décisions de fermeture ne devront pas remettre en cause la sécurité d'approvisionnement, ni conduire à une augmentation des émissions de CO₂ du parc de production d'électricité ou dégrader le pouvoir d'achat des ménages et la compétitivité industrielle. L'âge moyen du parc nucléaire est de 31 ans en 2015. La capacité des réacteurs n'ayant pas atteint 40 ans diminue très rapidement à partir de 2020, jusqu'à 30 GW en 2025, soit moins de la moitié de la capacité actuelle.

En conséquence, la prolongation d'au moins une partie des réacteurs sera nécessaire pour garantir la sécurité d'approvisionnement tout en s'inscrivant pleinement dans la réduction des émissions de gaz à effet de serre du mix électrique. Elle accompagnera la fermeture d'autres réacteurs.

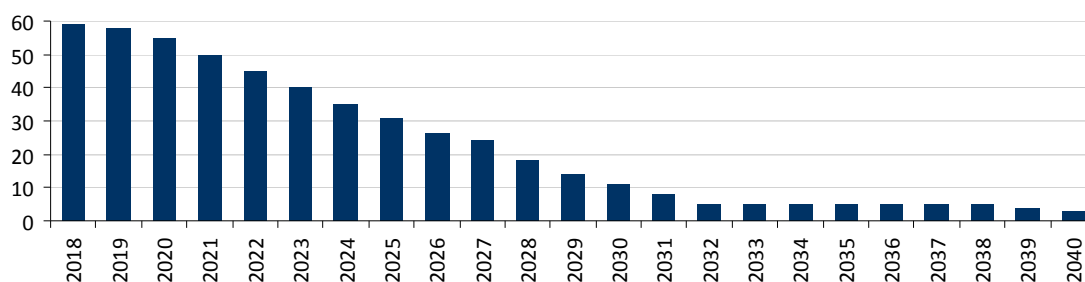


Figure 7. Nombre de réacteurs n'ayant pas passé leur quatrième visite décennale

1.3.4 La gestion du combustible, des déchets et des matières radioactives

Orientations

- ⇒ **Maintenir la politique de traitement et de recyclage du combustible nucléaire et étudier les modalités d'utilisation du MOx dans les réacteurs des paliers 1 300 MW, N4 et de l'EPR afin de sécuriser l'équilibre du cycle du combustible.**

Actions concrètes 2016-2017

- ⇒ **Mettre en œuvre le nouveau plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs (PNGMDR)**

Le maintien du traitement et du recyclage du combustible nucléaire

La France a choisi le modèle du traitement et du recyclage du combustible nucléaire usé. Cette politique permet de réduire la dépendance nationale en uranium naturel et de confiner de manière sûre les déchets radioactifs ultimes de moyenne et haute activité. Elle permet ainsi de limiter les impacts de long terme de l'exploitation du parc électronucléaire français, et donc les risques pour les générations futures. Sur le plan industriel, le choix de cette stratégie fait aujourd'hui de la France le seul pays au monde à maîtriser et à mettre en œuvre industriellement l'ensemble des technologies du cycle du combustible.

Cette stratégie doit être maintenue sur toute la durée d'exploitation du parc nucléaire, ce qui suppose de prendre en compte l'équilibre du traitement-recyclage²⁵. Il conviendra donc d'être attentif, lors de l'évolution du parc nucléaire, à maintenir cet équilibre entre les tranches MOXées et non MOXées. Le MOXage du palier 1 300 MW et de l'EPR pourraient offrir à moyen terme des flexibilités pour préserver le traitement-recyclage si leur faisabilité est confirmée. D'ici la prochaine PPE, une analyse comparée des impacts pour l'environnement d'une stratégie de retraitement des combustibles usés en comparaison de celle qui résulterait de l'absence de retraitement, en considérant l'ensemble du cycle de vie du combustible, depuis l'extraction de l'uranium, jusqu'au stockage des déchets induits, sera réalisée.

A plus long terme, le recyclage des combustibles MOX usés est exploré dans le cadre des recherches sur les systèmes nucléaires de quatrième génération, notamment à l'aide des réacteurs à neutrons rapides (RNR). Sur la base des enseignements tirés des réacteurs précédents en France et à l'international, la France a lancé en 2010 les études de conception d'un démonstrateur technologique RNR-sodium avec le projet ASTRID. Les études se poursuivent actuellement avec une phase de conception détaillée prévue sur la période 2016-2019.

La France poursuit enfin des travaux de recherche l'utilisation à long terme de réacteurs nucléaires de quatrième génération fonctionnant à l'aide de thorium. Si l'utilisation du thorium pour la production d'électricité présente des avantages certains, notamment en raison de l'abondance des ressources, elle peut présenter également des inconvénients, notamment sur le plan de la sûreté des réacteurs ou encore en raison de l'impossibilité d'amorcer un cycle thorium sans disposer d'uranium ou de plutonium. En outre, la faisabilité industrielle d'un réacteur de puissance, nécessairement à neutrons rapides, n'est pas démontrée et les études demeurent au stade des concepts.

La gestion des déchets et des matières radioactives

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.

Le plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs (PNGMDR) constitue un outil 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.

L'édition 2016 du PNGMDR devra prendre en compte les dispositions introduites par la loi de transition énergétique.

1.4 Conclusion sur l'offre d'électricité

Quelles que soient les évolutions de la consommation et du solde exportateur, un développement très ambitieux des énergies renouvelables est nécessaire pour atteindre les objectifs de la loi à l'horizon 2030.

Compte-tenu des potentiels techniques, économiques ainsi que des enjeux environnementaux et d'acceptabilité, un objectif de 150 à 167 TWh (soit de 12,9 à 14,4 Mtep) de production d'origine renouvelable en 2023 apparaît un minimum. Son atteinte nécessitera une action forte et coordonnée de l'ensemble des acteurs afin de favoriser l'implantation locale des projets.

Les pouvoirs publics, les industriels et l'ensemble des parties prenantes devront se mobiliser pour assurer un rythme de développement soutenu des énergies renouvelables électriques pour permettre l'atteinte des objectifs fixés par la loi à l'horizon 2030.

Dans cette hypothèse, la réduction de la production annuelle d'électricité d'origine nucléaire réalisée en 2023 se situe entre 10 TWh et 65 TWh. Cette réduction sera le résultat de la fermeture de la cen-

²⁵ L'usine de la Hague permet de retraiter et de séparer 10 à 11 tonnes de plutonium par an pour le compte d'EDF. Afin de limiter la croissance de cette matière radioactive, ce plutonium est réutilisé dans les réacteurs autorisés (24 actuellement) du palier de 900 MW sous forme de combustible MOX, composé de plutonium (8,5%) et d'uranium appauvri (91,5%). Les besoins d'EDF pour les 24 réacteurs actuels représentent environ 120 tonnes de MOX par an, soit 10 tonnes de plutonium.

trale de Fessenheim et de plusieurs paramètres qui seront connus au fur et à mesure des visites décennales conduites par l'Autorité de Sûreté Nucléaire :

- la baisse de la disponibilité des réacteurs nucléaires, en raison des travaux de maintenance et des investissements de sûreté ;
- les fermetures et les prolongations de réacteurs.

Cette fourchette de réduction pourra également être révisée, dans le cadre de la révision de la PPE, en fonction de l'augmentation de la production renouvelable et des efforts d'efficacité énergétique.

Le développement de la flexibilité du système électrique, pour faire face aux variations de consommation électrique aux différents horizons, apparaît également une orientation sans regret, qui permettra de mieux intégrer les énergies renouvelables et d'éviter la construction de nouvelles centrales à combustible fossile. La PPE fixe donc des orientations concernant le stockage, l'autoconsommation et l'effacement.

2 Le gaz

Pour les années à venir, et comme détaillé au paragraphe 2.1, la tendance observée de diminution des consommations devrait se maintenir, en raison pour l'essentiel des gains d'efficacité énergétique dans les bâtiments.

A l'inverse, la mobilité au gaz naturel et le développement du gaz renouvelable représentent des perspectives de croissance à moyen terme.

Objectifs

- ⇒ Atteindre une part du parc de poids lourds roulant au GNV de 3% en 2023 et de 10 % en 2030.
- ⇒ Développer la fourniture de GNL carburant marin dans les ports, et les infrastructures de GNL/GNV pour le carburant routier.
- ⇒ Atteindre une capacité de production annuelle de biométhane injecté dans le réseau de plus de 8 TWh et lancer si nécessaire les premiers appels d'offres.
- ⇒ Soutenir le développement du bioGNV pour atteindre 0,7 TWh consommé en 2018 et 2 TWh en 2023, dans la perspective que le bioGNV représente 20 % des consommations de GNV en 2023, sur des segments complémentaires de ceux des véhicules électriques et des véhicules hybrides rechargeables.
- ⇒ Poursuivre et finaliser les études de conversion du gaz B du fait de l'extinction du gisement de Groningue d'ici fin 2016. Finaliser également un scénario de secours au cas où une conversion accélérée serait rendue nécessaire par un arrêt plus rapide que prévu du gisement de Groningue.
- ⇒ Veiller au respect de l'interdiction de la fracturation hydraulique et par voie de conséquence de l'exploration et de l'exploitation du gaz de schiste.
- ⇒ Rechercher une transparence par les acteurs gaziers de l'origine du gaz naturel et en particulier de la part du gaz de schiste importé afin de permettre à leurs clients d'évaluer correctement leur empreinte environnementale dans le cadre de leur reporting. La charge de la preuve doit être inversée, en sollicitant de la part des importateurs de GNL une garantie sur son origine.

Actions concrètes 2016-2017

- ⇒ La loi de finances pour 2016 a élargi le bénéfice de l'amortissement fiscal supplémentaire exceptionnel à l'achat d'équipements industriels et aux poids lourds fonctionnant au gaz naturel et véhicules (GNV) et au biogaz.
- ⇒ Adapter le cadre réglementaire relatif à l'injection du biométhane, pour tenir compte du retour d'expérience depuis 2011.
- ⇒ Appliquer l'ordonnance n° 2016-411 du 7 avril 2016 portant diverses mesures d'adaptation dans le secteur gazier permettant de recourir à une procédure d'appel d'offres pour atteindre les objectifs d'injection du biométhane dans le réseau de gaz prévus dans la programmation pluriannuelle de l'énergie.
- ⇒ Etudier, au sein du groupe de travail bioGNV du Comité national biogaz, la faisabilité d'un cadre permettant de capter la production de biométhane non raccordable aux réseaux gaziers afin de contribuer à l'objectif de 10% de gaz renouvelable consommé en 2030.
- ⇒ Tirer les enseignements de l'expérimentation menée en Rhône-Alpes en matière de mise en place d'infrastructures pour favoriser l'utilisation du gaz comme carburant en vue de sa généralisation.
- ⇒ Lancer un ou plusieurs appels à projet pour soutenir le développement des poids lourds au GNV et des infrastructures de carburant GNL.

Documents de référence :

- ⇒ *Fiches « La biomasse énergie » et « Les infrastructures gazières », Panorama énergies-climat, édition 2015.*
- ⇒ *§ 11° du I de l'article 119 et article 164 de la loi de transition énergétique pour la croissance verte.*
- ⇒ *Projet de loi de finances pour 2016 (après l'article 6).*

2.1 La demande en gaz

Les scénarios retenus dans le cadre de cette programmation pluriannuelle de l'énergie se caractérisent par une évolution de la demande en consommation primaire comprise entre -9% et -17% et entre -16% et -23% en consommation finale par rapport à 2012.

Les usages traditionnels et principaux du gaz naturel concernent la production d'eau chaude ou de vapeur, pour des besoins industriels ou domestiques (chauffage), et la cuisson.

Depuis 2003, il a pu être observé une stagnation voire une diminution de la demande en gaz. En particulier dans le secteur résidentiel, les efforts d'efficacité énergétique réduisant les consommations par client et la stagnation du nombre de clients se sont traduits par une baisse des consommations. En revanche, la consommation industrielle s'est révélée relativement stable, avec une augmentation des conversions fioul vers le gaz naturel, et une consommation en légère progression dans le tertiaire.

Pour les années à venir, si certains opérateurs estiment qu'une augmentation sensible du nombre de clients, due aux constructions neuves, peut être anticipée, la tendance observée de diminution de la consommation devrait se maintenir, en raison pour l'essentiel des gains d'efficacité énergétique dans les bâtiments²⁶. Cette tendance baissière a été partagée par tous les participants lors des ateliers PPE.

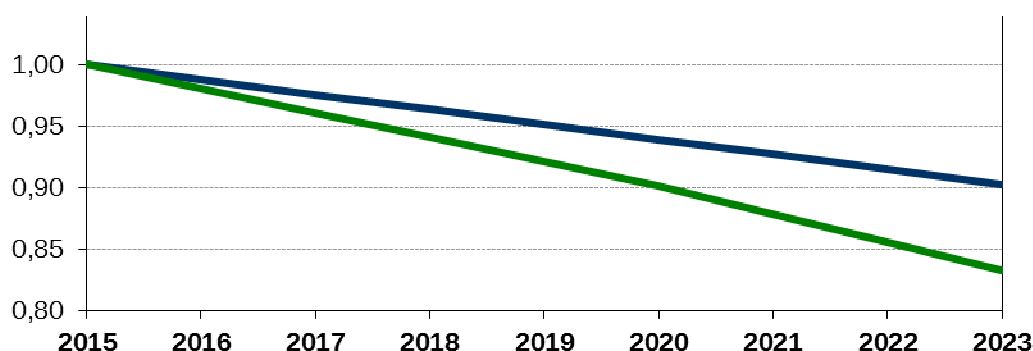


Figure 8. Evolution de la consommation primaire de gaz naturel dans le scénario de référence (vert) et la variante (bleu) (Indice 1 en 2015)

En ce qui concerne la production électrique, la PPE retient comme orientation de limiter la création de nouveaux moyens de production thermiques fossiles afin d'éviter une augmentation des émissions de CO₂ de la production électrique. Dans ce cadre, la construction d'un nombre important de centrales à cycle combiné gaz n'est pas envisagée sur l'horizon de la PPE et seuls sont attendus les projets identifiés de Landivisiau et de Bouchain. Aucune augmentation significative de la consommation de gaz due à la production électrique n'est donc prévue.

Le développement de la mobilité au gaz (GNV) permet, comme substitut à la consommation de produits pétroliers, de réduire les émissions de CO₂ et de particules, avec le déploiement de nouvelles stations ciblées dans un premier temps sur les poids lourds, puis sur les véhicules légers. Si certains acteurs estiment que cet usage pourrait compenser entièrement la baisse de la demande de gaz

²⁶ Notamment au travers des certificats d'économie d'énergie ainsi que du crédit d'impôt pour la transition énergétique.

pour les usages traditionnels, ce point de vue n'est pas partagé. Selon les hypothèses retenues par les différents professionnels, la demande de gaz pourrait baisser de 15 % ou augmenter de 10 % à l'horizon 2023.

En matière d'utilisation du gaz pour les transports terrestres, le vecteur de développement le plus prometteur semble être le segment des poids-lourds de transport de marchandises, celui-ci pouvant être subdivisé en deux entre transport sur de longues distances (>500 km) et transport sur des distances courtes ou moyennes (<500 km). Ce type de véhicule parcourant un grand nombre de kilomètres doit faire l'objet d'un renouvellement régulier (tous les 7 à 10 ans), et les transporteurs se montrent intéressés par des motorisations plus respectueuses de l'environnement pour peu que ces solutions soient économiquement compétitives et que le réseau de ravitaillement soit satisfaisant. Les centres logistiques de distribution sont nombreux en France et pourraient accueillir en priorité des stations GNV²⁷. Compte tenu du maillage important du réseau français, les opérateurs ont démontré qu'ils seraient en mesure d'alimenter des stations GNV sur le territoire français sans renforcement des réseaux. Il est de plus probable que le développement combiné des poids-lourds fonctionnant au gaz naturel et de leurs stations de ravitaillement tirera le segment des véhicules utilitaires légers et des véhicules de particuliers si l'accès aux stations leur est permis.

Un autre vecteur de développement du GNV dans les transports terrestres provient des objectifs quantitatifs d'incorporation de véhicules propres fixés par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte dans les flottes publiques, aussi bien pour les automobiles que pour les bus et cars. Dans ce cadre, les professionnels du secteur ont proposé un objectif ambitieux en termes de développement du GNV dans le parc de véhicules lourds de transport de marchandises : disposer d'un parc de poids-lourds au GNV représentant 1,8 % du parc total en 2020 et 16 % en 2030, pour un taux de renouvellement sur ce segment de 10 % en 2020 et 40 % en 2030. L'énergie consommée en gaz naturel carburant serait, dans ces hypothèses, de 2 TWh en 2020, 10 TWh en 2023 et 40 TWh en 2030, contre 0,8 TWh aujourd'hui.

L'objectif retenu dans le présent projet tient compte des incertitudes aux horizons 2030 et propose de retenir un objectif à 2030 de 10% du parc de véhicules lourds roulant au GNV. Le nombre de stations nécessaires pour faciliter le déploiement d'une telle flotte est en cours de définition puisque dans le cadre de la Directive 2014/94/UE du Parlement européen et du Conseil du 22 octobre 2014 sur le déploiement d'une infrastructure pour carburants alternatifs, la France transmettra à la Commission européenne son cadre d'action national au plus tard le 18 novembre prochain. Dans cette perspective, les acteurs ont exprimé le souhait d'une plus grande visibilité et stabilité concernant la fiscalité du GNV.

Enfin, un troisième usage, non quantifié dans les figures ci-dessus compte tenu des fortes incertitudes sur son développement, est également envisagé pour le GNL : son emploi comme carburant pour les navires en complément de son développement comme carburant pour les transports routiers de marchandises. En effet, l'annexe VI de la convention internationale MARPOL organise une réduction progressive de la teneur en soufre des combustibles maritimes. Le GNL, au contraire du fioul lourd utilisé aujourd'hui dans ce secteur, permettrait de respecter le faible taux d'émissions d'ores et déjà imposé dans les zones de contrôle des émissions de soufre (telles que la Manche, la mer du Nord et la mer Baltique), prochainement généralisé, ainsi que le risque de pollution des eaux. Cependant, l'emploi de ce carburant nécessite d'avoir des moteurs adaptés, ce qui n'est pas le cas de la flotte commerciale actuelle. Le développement du GNL en tant que carburant maritime nécessitera donc le renouvellement de la flotte et du développement des infrastructures d'avitaillement en GNL dans les ports²⁸, aujourd'hui insuffisamment développées (cf. volet relatif à la stratégie de développement de la mobilité propre).

²⁷ Des initiatives locales de l'ADEME en région Rhône-Alpes ont prouvé le caractère viable de l'implantation de stations de ravitaillement en gaz naturel carburant pour poids-lourds.

²⁸ Des navires souteurs qui se rechargent dans les terminaux méthaniers afin de distribuer directement le GNL aux navires, solution étudiée par Elengy dans le cadre de son terminal de Montoir-de-Bretagne, ou des stations satellites portuaires permettant de charger le GNL à quai ou par barge de soutage.

2.2 L'offre en gaz naturel

La diversification des sources d'approvisionnement et des routes ainsi que le développement continu des infrastructures²⁹ permet de palier une demande très incertaine, et une production nationale actuellement de très faible niveau. Néanmoins la demande évoluant constamment, il sera nécessaire de poursuivre cette diversification, et notamment de bien gérer la baisse programmée de la production du gisement de gaz B de Groningue (Pays-Bas) qui alimente le Nord de la France, ainsi que de favoriser une offre nationale de gaz renouvelable.

2.2.1 La situation actuelle de l'approvisionnement en gaz naturel

La France dispose de peu de ressources propres conventionnelles de gaz naturel sur son territoire. L'exploitation commerciale du gisement de Lacq, le principal gisement de gaz naturel français, a été arrêtée en 2013. En outre, dans le contexte de la transition énergétique, de la baisse des consommations fossiles et du développement des énergies renouvelables, l'exploration et la production de gaz sur le territoire métropolitain continental ne constituent pas une priorité de la PPE.

Afin d'assurer un haut niveau de sécurité d'approvisionnement, la France s'est dotée d'une infrastructure comprenant sept points d'interconnexion et de quatre terminaux méthaniers, ce qui permet un accès à des sources d'importation en gaz naturel diversifiées, comme illustré ci-après. Les importations de gaz naturel représentent au total 549,5 TWh PCS (soit 42,31 Mtep) en 2013.

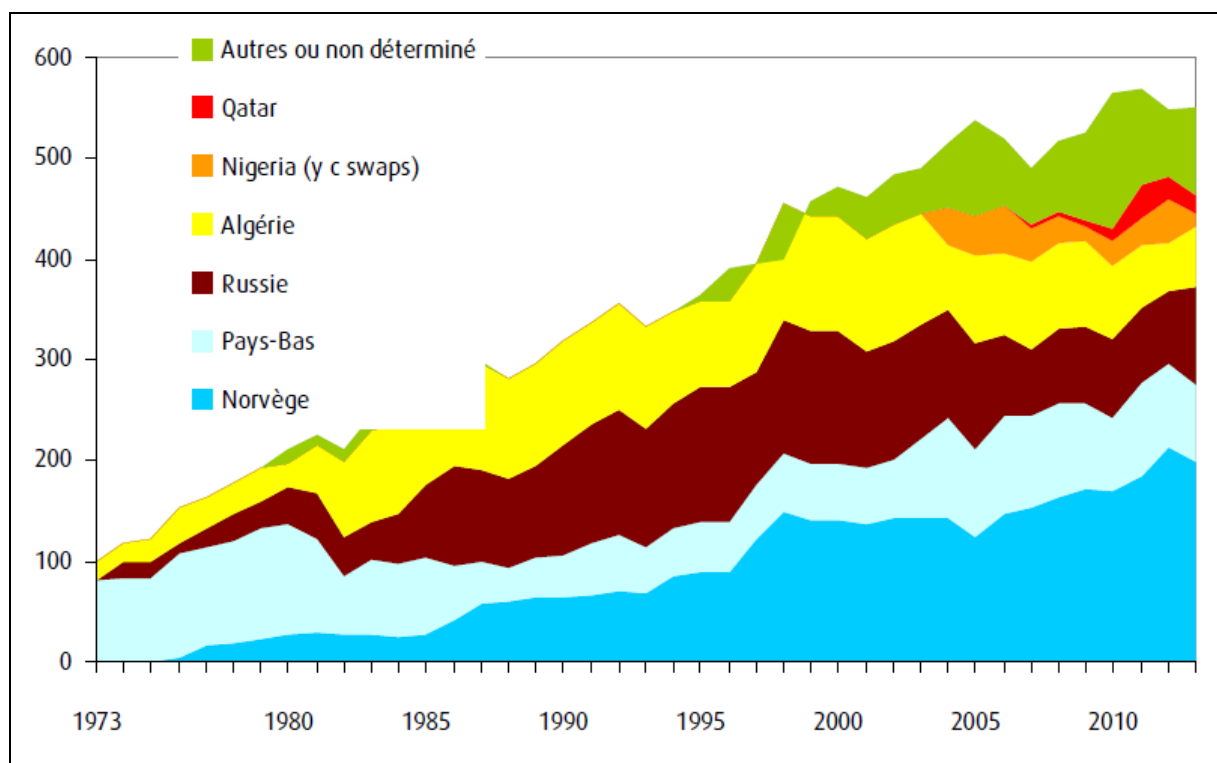


Figure 9. Origine des importations françaises de gaz depuis 1973 en TWh PCS (pouvoir calorifique supérieur) (source : SOeS)

La France dispose ainsi de quatre fournisseurs principaux : la Norvège (36,2 % en 2013), la Russie (17,9 %), les Pays-Bas (13,9 %) et l'Algérie (10,8 %). Il existe également d'autres fournisseurs, aux exportations à destination de la France moins importantes (l'Égypte, le Nigéria, le Qatar, etc.) ; ainsi qu'un marché international du GNL.

Cette diversité des sources est rendue possible par des capacités d'importation significatives. En 2015, après la mise en service du terminal méthanier de Dunkerque, les capacités journalières d'importation sur le territoire français s'élèveront à 3 610 GWh (~ 150 GW), dont 63 % pour des

²⁹ Mise en service fin 2015 du terminal méthanier de Dunkerque.

points d'interconnexions avec des pays transfrontaliers (Belgique, Allemagne, Luxembourg, Suisse, Italie et Espagne), et 37 % pour les terminaux méthaniers important du gaz naturel liquéfié (GNL). A titre de comparaison, la consommation journalière moyenne est de l'ordre de 1 400 GWh et de plus de 4 000 GWh/j lors d'une pointe de froid au risque 2%.

Les opérateurs gaziers s'approvisionnent en gaz naturel, soit par le biais du marché intermédiaire (la bourse du gaz organisée par Powernext ou les courtiers), soit pour l'essentiel (environ 86%) de gré à gré via les contrats moyen et long terme avec un producteur. Ces contrats, 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 longue période (nécessaire pour amortir les investissements dans les activités d'exploration, avec le développement des champs gaziers, de production et de transport, avec la construction de gazoducs). A l'horizon 2020, de nombreux contrats long terme arriveront à échéance. La structure de l'approvisionnement de la France est donc susceptible d'évoluer à cette échéance 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.

2.2.2 L'évolution de l'approvisionnement en gaz naturel

Les importations françaises de gaz naturel seront marquées dans le futur par une baisse de la production européenne de gaz qui devrait être compensée par une hausse des importations par gazoduc en provenance de pays non européens, et sous forme liquéfiée (GNL).

En effet, la Norvège, le 1^{er} fournisseur de la France, devrait connaître un plateau de production entre 2020 et 2030. Les importations en provenance des Pays-Bas, second fournisseur de la France, se caractérisent par une baisse progressive, qui devrait s'accélérer dès 2023 (voire avant) en raison des difficultés d'exploitation du gisement de gaz de Groningue.

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. S'agissant du GNL, d'importantes capacités de production seront en effet mises en service en Australie et aux Etats-Unis d'ici à 2020 et pourront modifier significativement le marché mondial du GNL, aujourd'hui dominé par le Qatar.

La fin de l'approvisionnement en gaz B et la conversion du réseau :

La France dispose en réalité de deux réseaux de gaz naturel caractérisés par la qualité du gaz qui y est distribué : le gaz B et le gaz H. Le gaz B, qui est du gaz naturel à bas pouvoir calorifique, issu notamment du gisement de Groningue (Pays-Bas), alimente une partie du réseau national situé dans les départements du Nord et de la Somme. Il représente 10 % (35 TWh) de la consommation française et 1,3 million de clients en distribution.

La diminution de la production du gisement de Groningue est programmée à partir de 2020 et son arrêt dans les années suivantes coïncide avec la fin des contrats d'approvisionnement, à l'horizon 2030. Afin d'assurer la continuité d'approvisionnement des consommateurs, la conversion de ce réseau en gaz à haut pouvoir calorifique (dit gaz H), qui alimente le reste du territoire français, est indispensable. De nouvelles limitations de l'exploitation du gisement de Groningue pourraient toutefois être décidées en raison de la sismicité observée, ce qui pourrait nécessiter une conversion anticipée.

Il s'agit d'un projet d'ampleur (8 à 9 ans), qui sera réalisé par bulles successives de conversion, et qui nécessitera un passage chez chaque client pour régler, modifier voire remplacer leurs appareils (chaudières, gazinières, etc.) et garantir leur sécurité. Un comité de pilotage de l'opération de conversion a été formé pour remplir cet objectif, associant les pouvoirs publics, les opérateurs d'infrastructures, les fournisseurs, les équipementiers, ainsi que les collectivités concernées et les associations de consommateurs.

2.3 L'offre en gaz renouvelables : le biogaz

Documents de référence :

- ⇒ *Fiches « La biomasse énergie » et « Les infrastructures gazières », Panorama énergies-climat, édition 2015.*
- ⇒ *Décret n° 2011-1597 du 21 novembre 2011 relatif aux conditions de contractualisation entre producteurs de biométhane et fournisseurs de gaz naturel.*
- ⇒ *Arrêté du 23 novembre 2011 fixant la nature des intrants dans la production de biométhane pour l'injection dans les réseaux de gaz naturel.*
- ⇒ *Arrêté du 23 novembre 2011 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel.*

2.3.1 Le biogaz

Le biogaz, qui est un gaz composé principalement de dioxyde de carbone (CO₂) et de méthane (CH₄), est produit à partir d'un processus naturel de fermentation, qui se déroule lors de la dégradation de matières organiques animales et/ou végétales, en milieu anaérobie (en l'absence d'oxygène). Lorsque ce processus de dégradation s'effectue dans le cadre d'une production contrôlée, au cours de laquelle le biogaz est piégé puis récupéré par captage, on parle de « méthanisation ».

Le biogaz peut être employé de trois manières :

- **Pour produire directement de l'énergie** : lorsqu'il est brûlé, il permet la production de chaleur, d'électricité ou les deux combinées (ce qui donne de la cogénération).
- **Pour être injecté** : lorsqu'il est épuré pour être uniquement composé de méthane (et atteindre alors une qualité similaire à celle du gaz naturel), le biogaz devient du biométhane, qui peut être injecté dans les réseaux de gaz naturel.
- **Pour produire du biocarburant** : lorsqu'il est également sous forme de biométhane, injecté ou non, il peut être destiné à un usage biocarburant, permettant la circulation de véhicules roulant au « bioGNV ».

Dans un souci d'efficacité environnementale, et comme l'évaluation environnementale stratégique le souligne, les objectifs de la PPE en matière d'utilisation du biogaz ont été établis en privilégiant les solutions présentant les meilleurs rendements et les effets de substitution aux énergies fossiles les plus importants, en favorisant donc la production de biocarburants et l'injection du biogaz dans le réseau par rapport à la production de chaleur puis d'électricité.

a) L'injection du biométhane dans les réseaux

Le biométhane issu de déchets d'origine agricoles, de déchets ménagers, de déchets de l'industrie agroalimentaire ou de boues de stations d'épuration, s'il est en adéquation avec les consommations de gaz naturel sur le réseau et qu'il a été odorisé et contrôlé par le gestionnaire de réseau, peut être injecté dans le réseau de gaz naturel. Le biométhane et le gaz naturel sont alors totalement miscibles, ce qui permet d'employer le biométhane pour les mêmes usages que le gaz naturel. Cette filière présente l'intérêt d'avoir un très haut rendement (environ 90 % de l'énergie est valorisée).

Il existe depuis 2011 un dispositif de soutien pour le biométhane injecté dans les réseaux de gaz. Ainsi, l'injection du biométhane dans les réseaux est encouragée à l'aide de deux dispositifs :

- **Un tarif d'achat réglementé et garanti** : dans ce cadre, le producteur bénéficie d'une garantie de vente de son biométhane, pour une durée de 15 ans, à un tarif fixé par arrêté. Le tarif d'achat, financé par une part des taxes intérieures de consommation sur l'énergie, varie entre 50 et 140 €/MWh₂₀₁₄ (à titre de comparaison, le prix de marché moyen du gaz naturel était de 21 €/MWh en 2014). Ce biométhane peut être acheté par tout fournisseur de gaz naturel ou, le cas échéant, par un acheteur de dernier recours³⁰.
- **Un système de garanties d'origine** : ces dernières permettent aux fournisseurs de gaz de tracer le biométhane une fois qu'il est injecté dans les réseaux. Elles peuvent être valorisées

³⁰ Quatre acheteurs de dernier recours ont été désignés : GEG Source d'Énergie, Enerest, Gaz de Bordeaux et GDF-Suez.

par l'acheteur de biométhane au travers d'offres de fourniture de gaz « vert », attestant ainsi que le gaz vendu est renouvelable.³¹

Ces dispositifs de soutien induisent un fort dynamisme pour cette filière. En 2012, il n'existait qu'une seule installation, qui produisait 6 GWh/an. Une dizaine d'unités supplémentaires de méthanisation ont débuté l'injection au cours de l'année 2015 et la capacité d'injection annuelle représente 170 GWh fin 2015.

A présent, environ 600 nouveaux projets d'injection de biométhane sont à l'étude par les gestionnaires de réseau, dont près de deux tiers par des gestionnaires de réseau de distribution. Bien que leur concrétisation dépende de différents facteurs (financements possibles, rentabilité, facteurs techniques), ces données traduisent une vision optimiste à moyen terme pour la filière de l'injection de biométhane.

Les ateliers organisés lors de la préparation de la PPE ont conduit à proposer des fourchettes en matière d'évolution des quantités de biométhane injecté :

- pour 2018 : entre 1,7 TWh et 2,6 TWh de biométhane injecté ;
- pour 2023 : entre 6,1 TWh et 8,3 TWh.

L'objectif finalement retenu dans cette programmation pluriannuelle de l'énergie est celui correspondant à l'option haute pour 2023, soit 8 TWh.

b) Les autres usages du biogaz

La production d'électricité et de chaleur à partir du biogaz est abordée dans les chapitres 1.1 et 4.

La valorisation sous forme de biométhane carburant est traitée dans le cadre de la stratégie de développement de la mobilité propre.

Si des dispositifs adéquats sont mis en place, une production de biométhane de 6 TWh par an (hypothèse basse) pourra être partiellement orientée vers l'usage carburant à hauteur de 20 % de la consommation de GNV en 2023 (qui pourrait être de 10 TWh/an, voir paragraphe 2.1), soit environ 2 TWh de bioGNV.

A l'horizon 2030, 8 TWh pourraient être valorisés hors réseau, s'ajoutant à 12 TWh sous forme injectée.

Les objectifs de production de biogaz sont les suivants :

- 2018 : 9,2 TWh (700 ktep) pour la cogénération ; 1,7 TWh (130 ktep) pour le biométhane injecté ;
- 2023 : 13,5 TWh (1040 ktep) pour la cogénération ; 8 TWh (610 ktep) pour le biométhane injecté.

Ces objectifs visent ainsi un taux de gaz renouvelable dans les réseaux d'environ 5,3 % à l'horizon 2023.

2.3.2 Les gaz renouvelables à l'étude

D'autres méthodes de production du biométhane pourraient être développées prochainement grâce à de nouvelles technologies, dans un premier temps sous la forme de démonstrateurs qu'il est important de soutenir.

A moyen terme (2020), ce gaz pourrait être obtenu à partir de biomasse sèche et ligneuse, telle que le bois ou la paille, par un procédé de gazéification, suivi d'un procédé de méthanation³² pour amener aux propriétés du gaz naturel. Il s'agirait alors de méthane de synthèse. A long terme (2030), il pourrait également être obtenu à partir de micro-algues par dégradation biologique et méthanisation.

Le procédé du « power to gas » est également à l'étude. Il permettrait de produire de l'hydrogène par électrolyse à partir d'électricité renouvelable excédentaire, valorisable directement ou subissant une méthanation pour pouvoir ensuite être injecté dans les réseaux. En 2030, d'après les gestionnaires de réseau de gaz, le potentiel d'électricité à stocker, entre 2,5 et 3 TWh, pourrait nécessiter une centaine d'installations « power to gas ».

³¹ Un registre des garanties d'origine de biométhane, mis en place dans le cadre d'une délégation de service public, est aujourd'hui géré par GrDF.

³² Conversion catalytique de l'hydrogène H₂ et du monoxyde de carbone CO en méthane.

3 Les carburants pétroliers et les biocarburants

Orientations

- ⇒ Préserver les capacités de raffinage notamment par un rééquilibrage des consommations de carburants (du gazole vers l'essence).
- ⇒ Donner la priorité au développement des biocarburants avancés tout en préservant les investissements réalisés.
- ⇒ Viser un objectif d'incorporation pour les biocarburants avancés de 1,6 % en 2018 et 3,4 % en 2023 pour l'essence, et de 1 % en 2018 et 2,3 % en 2023 pour le gazole. Les conditions nécessaires à l'atteinte de ces objectifs sont :
 - que la Commission européenne autorise des carburants à plus forte teneur en biocarburants, ce que la France soutiendra ;
 - que des matières premières qui ne figurent pas actuellement à l'annexe IX de la directive énergies renouvelables 2009/28, modifiée par la directive 2015/213 puissent également être considérées comme des résidus de transformation ;
- ⇒ Dans le contexte de la transition énergétique et de la réduction de la consommation primaire d'énergies fossiles, l'exploration et l'exploitation d'hydrocarbures sur le territoire métropolitain continental ne constituent pas une priorité de la PPE.

Actions concrètes 2016-2017

- ⇒ Rapprocher les tarifs entre le gazole et l'essence au travers des évolutions de la TICPE décidées en loi de finances.
- ⇒ Maintenir la différenciation réalisée dans le PLFR 2015 au sein des essences entre celles qui contiennent moins de 5 % de bioéthanol (SP95 et SP98) et celles qui contiennent entre 5 et 10% de bioéthanol (SP95-E10).
- ⇒ Autoriser le carburant ED95 qui contient 95% d'éthanol et destiné à des véhicules lourds de flottes captives.
- ⇒ Publier un arrêté fixant les listes des biocarburants conventionnels et avancés ainsi que les modalités du double comptage avant la fin de l'année 2016.

Document de référence :

- ⇒ *Panorama Energies – Climat, édition 2015, DGEC.*
- ⇒ *Directive 98/70/CE concernant la qualité de l'essence et des carburants diesel.*
- ⇒ *Directive 2009/28/CE relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables.*
- ⇒ *Directive 2015/1513 modifiant les deux précédentes directives.*

3.1 La demande en produits pétroliers

Après les chocs pétroliers des années 1970, la consommation de produits pétroliers a fortement diminué. L'électricité et le gaz ont supplanté le fioul domestique pour le chauffage, tandis que le fioul, lourd, de moins en moins utilisé comme combustible dans l'industrie, est devenu marginal dans la production d'électricité. En revanche, dans les transports, les produits pétroliers restent quasi incontournables. Leur consommation n'a cessé de croître jusqu'au début des années 2000, portée par la mondialisation, l'intensification des échanges et l'accroissement de la mobilité des personnes.

Depuis le début des années 2000, la consommation totale de produits pétroliers est orientée à la baisse. La consommation de carburants routiers a cessé sa croissance, et depuis 2008 se replie même légèrement. Conséquence d'une diésélisation du parc de véhicules, la part du gazole dans les ventes de carburants a presque triplé en quarante ans pour atteindre près de 83% en 2013.

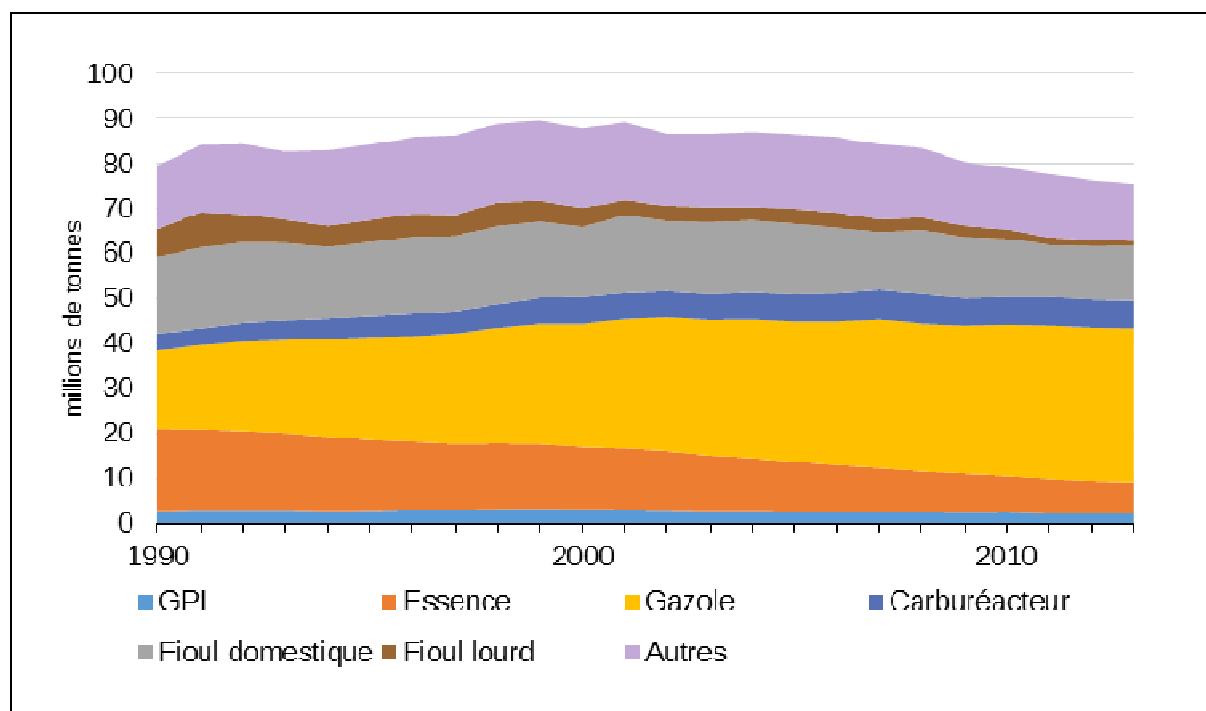


Figure 10. Consommation totale de produits pétroliers par type de produit (Source : CPDP)

Pour les années à venir, la tendance observée de diminution des consommations de produits pétroliers devrait se maintenir, sous l'effet notamment d'une réduction de leur utilisation à des fins de chauffage et de l'amélioration de l'efficacité du parc automobile. Selon les hypothèses retenues, la baisse de la consommation primaire de pétrole oscillerait entre 9% et 23% par rapport à 2012.

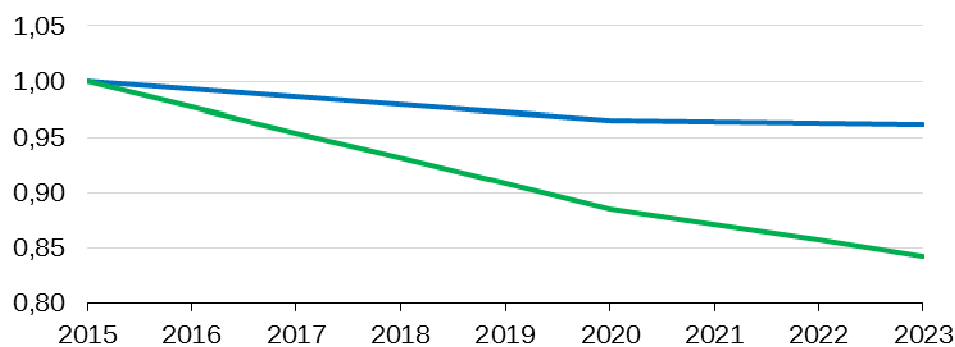


Figure 11. Evolution de la consommation primaire de pétrole dans le scénario de référence (vert) et la variante (bleu) (Indice 1 en 2015)

3.2 La production de pétrole brut sur le territoire national

La production française de pétrole brut est en déclin depuis le début des années 1990 et s'est élevée en 2014 à environ 770 000 tonnes. La production nationale représente ainsi moins de 2% de l'approvisionnement des raffineries françaises en pétrole brut.

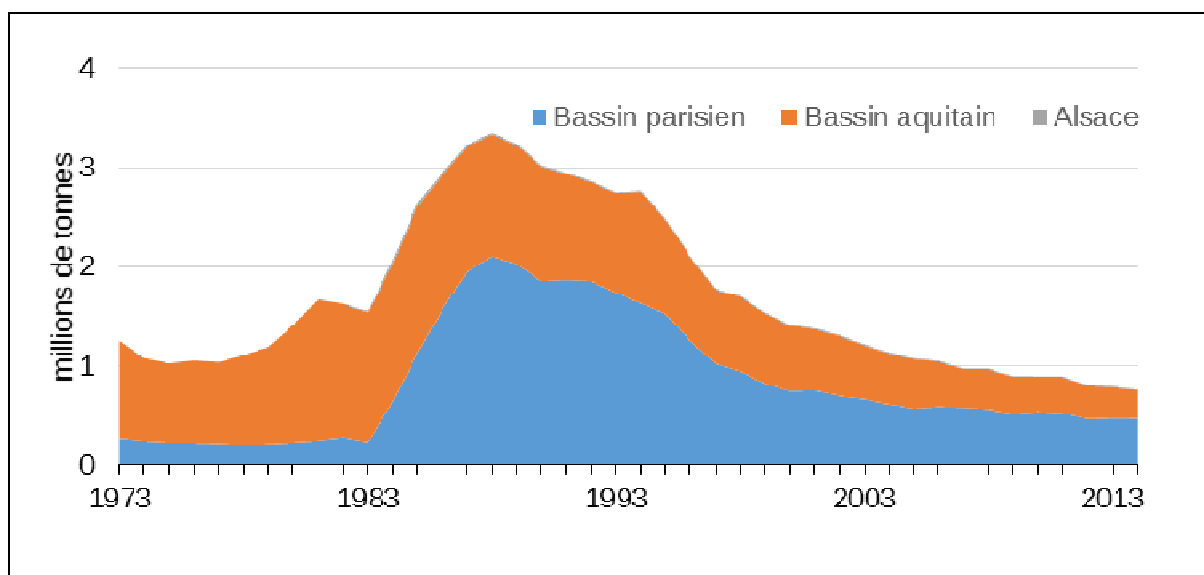


Figure 12. Evolution de la production de pétrole brut sur le territoire national (Source : DGEC)

En 2014, 64 concessions étaient comptabilisées sur territoire métropolitain. Les deux tiers de la production sont assurés par dix gisements dont la production unitaire annuelle est supérieure à 20 000 tonnes. Parmi ceux-ci, quatre gisements concentrent près de 40% de la production nationale : Parentis et Cazaux en Aquitaine, Champotran et Itteville dans le bassin parisien.

Dans le contexte de la transition énergétique, de la baisse des consommations fossiles et du développement des énergies renouvelables, **l'exploration et la production d'hydrocarbures n'est pas une priorité de la PPE.**

3.3 Les importations : description de l'approvisionnement français

En l'absence de production nationale significative, la France importe la quasi-totalité du pétrole brut destiné à l'alimentation de ses raffineries. Après un pic atteint en 1998, le volume des importations de pétrole brut est orienté à la baisse, suivant la tendance de réduction des capacités de raffinage.

La France dispose d'un approvisionnement diversifié en pétrole brut, l'Arabie Saoudite étant le seul pays disposant en 2014 d'une part de marché supérieure à 20%. Les pays membres de l'OPEP, tout particulièrement l'Arabie Saoudite, le Nigeria, l'Algérie et l'Angola, représentent un peu plus de la moitié des approvisionnements, les pays de l'ancien bloc soviétique, tout particulièrement le Kazakhstan, la Russie et l'Azerbaïdjan, constituant une part complémentaire de 30%. Cette diversification des approvisionnements est essentielle pour limiter la vulnérabilité en cas de crise. La flexibilité des marchés mondiaux du pétrole brut permet d'autre part d'adapter les approvisionnements en fonction du contexte, comme en témoigne les variations importantes de certains approvisionnements. Grâce à cette diversification et à cette flexibilité, la France a notamment pu surmonter la perte des approvisionnements irakiens en 1990 ou la forte réduction des approvisionnements libyens en 2011.

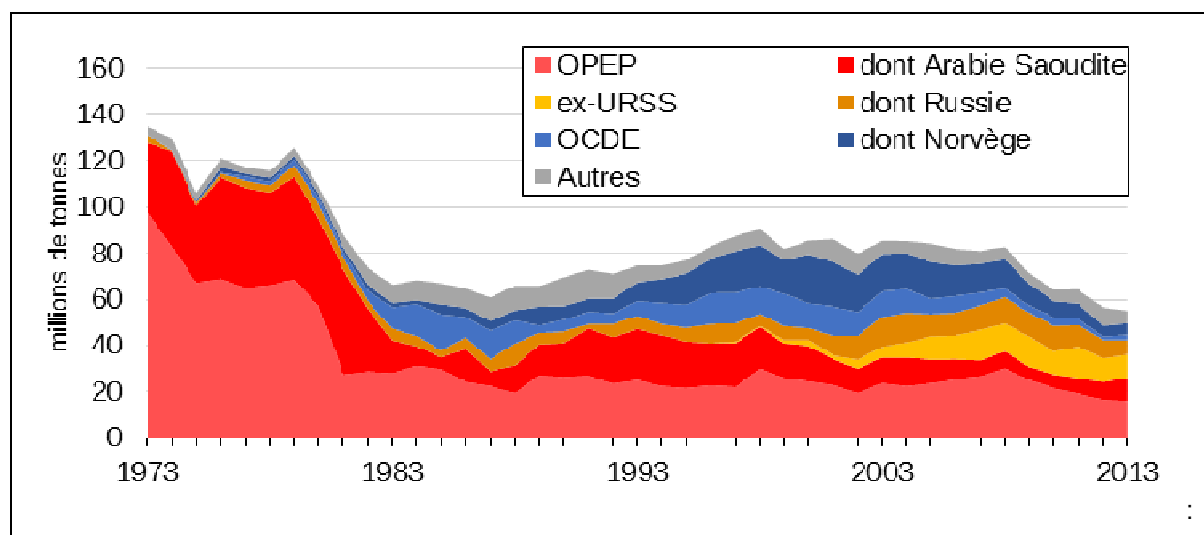


Figure 13. Importations de pétrole brut par origine

Compte tenu des caractéristiques de la consommation et des capacités de raffinages, les importations de produits pétroliers concernent avant tout le gazole/fioul domestique et le carburéacteur. Les importations nettes de gazole/fioul domestique représentaient ainsi en 2014 45% des volumes consommés et 48% pour le carburéacteur. Près de la moitié des importations de produits pétroliers provient de l'Union européenne. La part restante est relativement diversifiée, les pays de l'ancien bloc soviétique et l'Amérique du nord correspondant ensemble à un autre tiers.

Le marché des produits pétroliers est également relativement flexible. L'éventail des approvisionnements en produits pétroliers est ainsi évolutif et s'adapte en fonction du contexte géopolitique et économique. Une reconfiguration des sources de produits finis s'est ainsi opérée ces dernières années au profit de l'Amérique du nord et de l'Union européenne au détriment des pays de la Communauté des États indépendants.

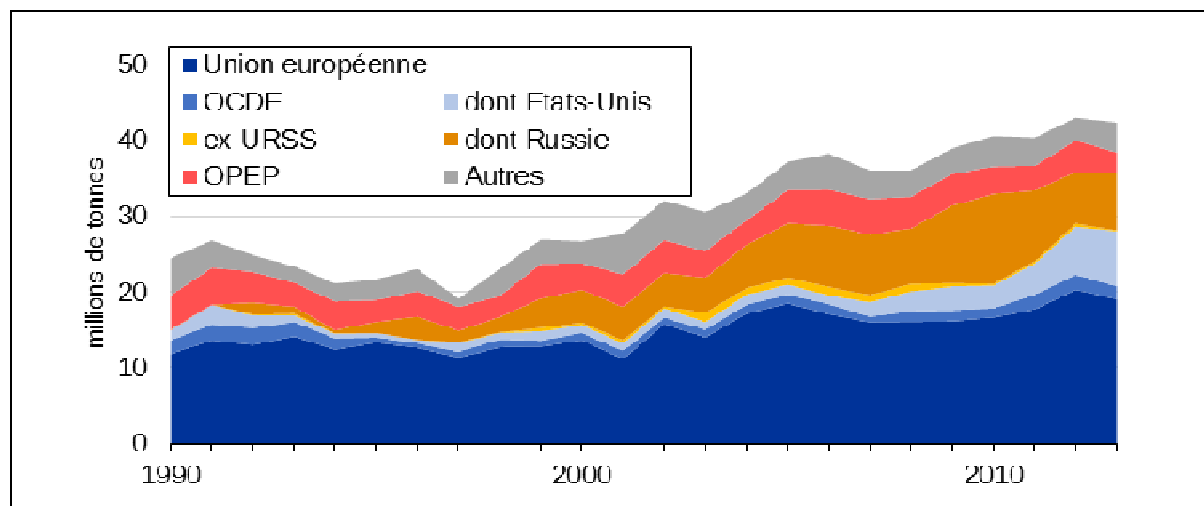


Figure 14. Importations de produits finis par origine

3.4 Le raffinage

Dans un contexte de capacités excédentaires au niveau mondial, le raffinage européen est actuellement en crise. Les conséquences sont particulièrement marquées en France, avec la fermeture de quatre raffineries entre 2009 et 2015 représentant près de 25% des capacités nationales.

Les infrastructures de raffinage françaises sont en effet caractérisées par leur inadéquation aux besoins du marché français très consommateur en distillats moyens (gazole et carburéacteur) au dé-

triment des essences. Le ratio essence / gazole est ainsi de 1 / 2,5 en sortie de raffinerie alors que le gazole représente actuellement 83% des ventes de carburants (ratio de 1 / 5).

La France est donc contrainte d'importer du gazole et du carburéacteur et de chercher des débouchés pour les essences et les fiouls lourds produits en excédent. Ce déséquilibre s'est poursuivi ces dernières années avec une augmentation régulière de la consommation de gazole et une baisse de la consommation d'essence. L'impact de ce déséquilibre sur le raffinage français a récemment été aggravé par la diminution des débouchés permettant d'écouler la production excédentaire d'essence. Ce dernier facteur s'explique principalement par la saturation du marché américain au regard du fort fonctionnement des raffineries locales, celles-ci étant favorisées par des cours du pétrole brut moins élevés et par des prix de l'énergie faibles.

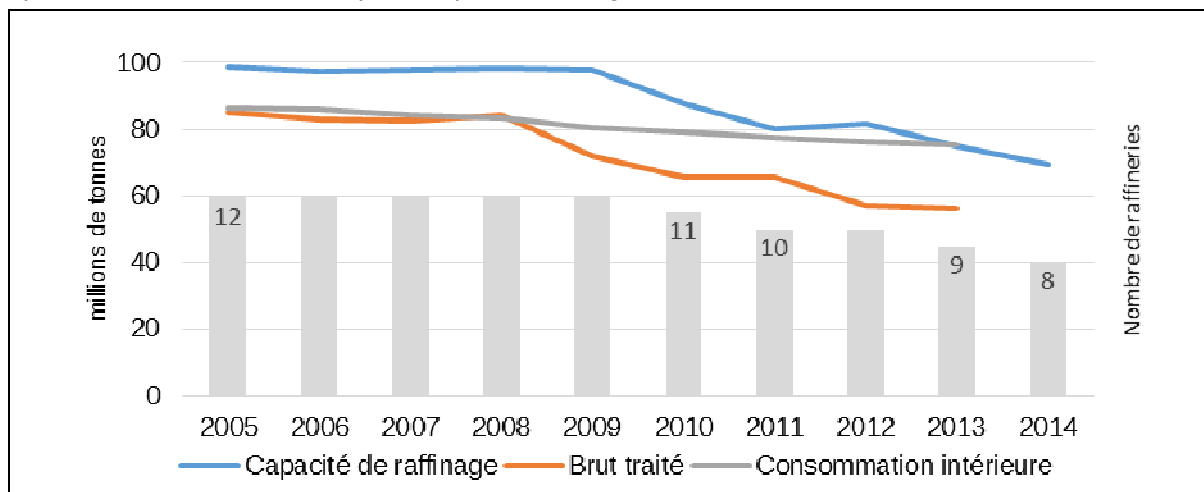


Figure 15. Evolution de l'outil de raffinage en France (Source : CPDP)

La baisse recherchée de la consommation d'énergie fossile, notamment de produits pétroliers, est susceptible d'engendrer de nouveaux impacts sur l'outil de raffinage français. Les études réalisées par IFPEN mettent toutefois en évidence que l'impact de l'inadéquation actuelle entre le ratio essence / gazole en sortie de raffinerie et le ratio de consommation est supérieur aux conséquences de la diminution envisagée de la consommation de produits pétroliers. Un rééquilibrage des consommations d'essence et de gazole pourrait ainsi permettre de contribuer à sauvegarder l'outil de raffinage existant, malgré la baisse de la consommation, tout en réduisant la dépendance aux importations de produits raffinés.

3.5 Les biocarburants

Dans le cadre du paquet Energie-Climat, l'Union européenne a adopté les directives 2009/28/CE (relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables) et 2009/30/CE (concernant la qualité de l'essence et des carburants diesel). Ces deux directives fixent des objectifs d'utilisation d'énergies renouvelables (pour la France, 23 % de son mix énergétique et 10 % dans le secteur des transports) et de réduction de 6 % des émissions de gaz à effet de serre dans les transports, à l'horizon 2020.

Elles précisent que seuls les biocarburants et les bioliquides qui respectent les critères de durabilité prévus pourront être pris en compte pour l'atteinte des objectifs susmentionnés ou pour déterminer l'admissibilité à une aide financière pour leur consommation.

Ces critères de durabilité s'appliquent aux biocarburants consommés dans l'Union européenne indépendamment du fait que les matières premières utilisées ont été cultivées sur ou en dehors du territoire de l'Union européenne et à toutes les filières. Ce régime de durabilité constitue, au niveau mondial, le programme de viabilité le plus complet afin d'éviter les effets secondaires négatifs de la production de biocarburants. L'ensemble de ces mesures a été transposé en France.

En ce qui concerne les changements d'affectation des sols indirects (CASI) liés au développement des biocarburants de première génération (produits à partir de matières premières alimentaires), la Commission européenne a proposé de fixer un plafond pour les biocarburants qui ont un effet CASI tout en préservant les investissements réalisés. La directive 2015/1513 du 9 septembre 2015 fixe un

niveau maximal de 7 % de la consommation finale d'énergie dans les transports en 2020 pour les biocarburants de première génération qui ont un effet CASI. Elle prévoit également une incitation à la transition vers les biocarburants produits à partir de matières premières n'entrant pas en concurrence avec l'alimentation, en demandant aux États membres de fixer des objectifs nationaux sur la base d'une valeur de référence minimale de 0,5%.

Au-delà des distinctions entre les différents procédés technologiques, les récents débats autour du changement d'affectation des sols ont mis en lumière une nouvelle distinction entre les biocarburants produits à partir de cultures alimentaires ou consommables de terres arables (cultures dédiées) et les biocarburants produits à partir de déchets et de résidus.

Un dispositif de « double compte » favorise le développement des biocarburants avancés (issus de déchets, de résidus ou de matières lignocellulosiques). Pour les biocarburants du futur (éthanol ou bioessence de synthèse et biodiesel de synthèse) issus de lignocellulose, un dispositif adapté devra être mis en place (comptage multiple, sous objectif dédié....) de manière à permettre à ces produits d'accéder à un marché déjà structuré, en dépit de leur surcoût.

Sur la base notamment des travaux, hypothèses et évaluations retenus par le groupe de travail « biocarburants » dans le cadre du plan industriel de la Nouvelle France Industrielle « Chimie verte et biocarburants »³³, les objectifs pour les biocarburants avancés pourraient être les suivants :

- pour la filière essence, les objectifs sont respectivement de 1,6 % et de 3,4 % en 2018 et 2023 ;
- et pour la filière gazole, les objectifs sont de 1 % et 2,3 %.

Néanmoins, au-delà de leur nécessaire compatibilité avec les caractéristiques des véhicules, leur atteinte supposerait :

- que la Commission européenne autorise des carburants à plus forte teneur en biocarburants, ce que la France soutiendra ;
- que des matières premières qui ne figurent pas actuellement à l'annexe IX de la directive énergies renouvelables 2009/28, modifiée par la directive 2015/213 puissent également être considérées comme des résidus de transformation.

Si l'ensemble de ces conditions ne pouvaient être réunies, il serait nécessaire de réajuster ces objectifs.

Les objectifs relatifs aux biocarburants avancés ont été déterminés en tenant compte des hypothèses indiquées ci-dessus et des dates d'arrivée optimales sur le marché des biocarburants avancés. Ainsi, le développement des technologies des filières ligno-cellulosiques (voies biologique et thermo-chimique) devrait permettre une arrivée plus précoce de la filière bio-éthanol par rapport à la filière biodiesel. Enfin, les travaux ont également tenu compte, et cela influe sur les objectifs de biocarburants avancés, des reconversions des unités existantes en bioéthanol.

La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte fixe un objectif de 15 % d'énergies renouvelables dans la consommation finale de carburant à l'horizon 2030. L'atteinte de cet objectif nécessitera d'accroître le taux d'incorporation de biocarburants mais surtout nécessitera le développement de carburants alternatifs, notamment le biogaz ou l'électricité par la pénétration des véhicules électriques et hybrides rechargeables comportant une part d'énergies renouvelables.

³³ Ces derniers tiennent compte d'une hypothèse de rééquilibrage gazole/essence visant à ramener le ratio à la moyenne européenne actuelle, soit 3, permettant d'améliorer la compétitivité du raffinage national et de réduire la vulnérabilité vis-à-vis des importations de gazole et des exportations d'essence.

4 La chaleur

4.1 Orientations transversales et équilibre des filières

Orientations

- ⇒ **Augmenter de 50% le rythme de développement de la production de chaleur renouvelable** en s'appuyant **notamment** sur le déploiement des chaufferies biomasse, le recours aux pompes à chaleur et à la méthanisation. Cela nécessitera un renforcement des actions de mobilisation de la biomasse.

Actions concrètes 2016-2017

- ⇒ **Accroissement de la trajectoire du Fonds chaleur dès 2016 pour atteindre les objectifs 2018 et 2023**

Document de référence :

- ⇒ **Bilan énergétique de la France pour 2014 – Edition 2015 – SOES.**
 ⇒ **Bilan du Fonds chaleur 2009-2014 – Edition 2015 – ADEME.**

La fixation des objectifs en matière de développement de la chaleur renouvelable à 2018 et à 2023 tient compte des paramètres suivants :

- a) Ces objectifs permettent de se mettre sur la trajectoire de l'objectif fixé par la loi sur la transition énergétique de 38% de chaleur renouvelable à l'horizon 2030.
- b) Ces objectifs sont cohérents avec la trajectoire fixée pour l'atteinte de l'objectif de multiplication par cinq de la quantité de chaleur et de froid renouvelable et de récupération livrée par les réseaux à l'horizon 2030.
- c) Ils tiennent compte de l'avancement de chaque filière au titre des objectifs à l'horizon 2020 ce qui conduit à réévaluer leur potentiel. La directive 2009/28/CE relative à la promotion de l'utilisation des énergies renouvelables (EnR) a introduit des objectifs nationaux contraignants, dont notamment pour la France l'atteinte en 2020 de 23% d'énergies renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie. Compte tenu des différents objectifs nationaux, les énergies renouvelables devraient ainsi fournir 20% de la consommation finale brute d'énergie de l'ensemble de l'Union européenne en 2020. Le plan national d'action en faveur des énergies renouvelables (PNA ENR) prévu par la directive EnR et remis à la Commission en 2010 affiche la contribution attendue de chaque énergie renouvelable pour la production d'électricité, ou de chaleur. Une trajectoire annuelle entre 2005 (année de référence de la directive EnR) et 2020 a ainsi été établie pour chacune des filières avec un objectif de 33% de chaleur renouvelable en 2020. En 2005, la part des énergies renouvelables dans la consommation finale de chaleur et de refroidissement était de 11,6%, en 2013³⁴, cette part s'élève à **17,9%** alors que la trajectoire fixée par le PNA ENR est de 20,5% (33% en 2020).

Consommation finale brute (Mtep)	Réalisé 2005	Réalisé 2013	% de réalisation de l'objectif 2013	Objectif 2020
Biomasse solide et déchets urbains renouvelables	8 570	10 666	96%	15 900
<i>dont consommation de bois des ménages</i>	6627	7574	108%	7400
Pompes à chaleur	215	1 629	119%	1 850
<i>dont géothermiques</i>	54	359	97%	570
Géothermie thermique	108	113	48%	500

³⁴ Le mode de comptage de la directive EnR diffère de celui du bilan de l'énergie : le périmètre est plus large et intègre les DOM, le bois énergie utilisé pour le chauffage n'est pas corrigé des variations climatiques, enfin la directive retient les pompes à chaleur avec des conditions de performance minimales.

Solaire thermique	49	145	52%	927
Biogaz	85	106	73%	555
Total chauffage et refroidissement	9 027	12 658	96%	19 732

Tableau 3. Evolution passée et objectif 2020 de consommation finale de chaleur renouvelable

En 2013, pour le chauffage et le refroidissement, 96% de l'objectif prévu par le PNA ENR a été atteint, soit un déficit de 0,5Mtep. Un retard important est constaté pour les filières solaire thermique, géothermie et biogaz. En revanche, les pompes à chaleur affichent une avance par rapport aux objectifs fixés pour cette période. La biomasse qui représente 80% de l'objectif 2020 affiche un léger retard par rapport aux objectifs 2013.

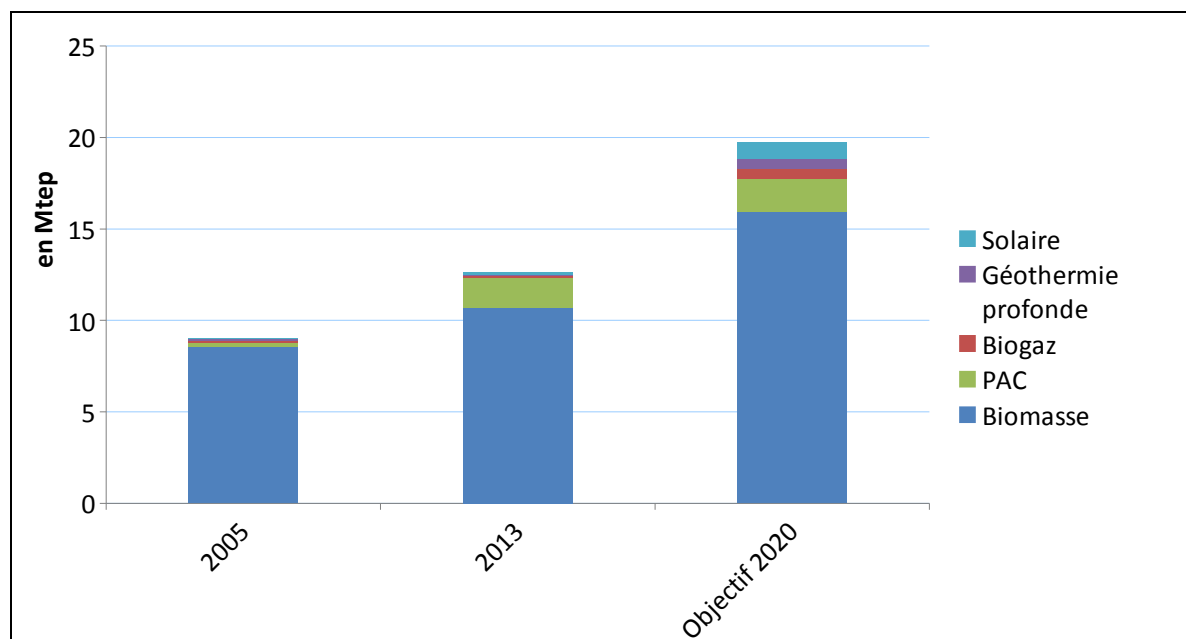


Figure 16. Evolution passée et objectif 2020 de consommation finale de chaleur renouvelable

d) Les objectifs qui ont été fixés pour chaque filière ont été bâtis également en s'appuyant sur les ateliers menés dans le cadre de la programmation pluriannuelle de l'énergie sur la période de mars à juin 2015, ainsi que sur les données issues des SRCAE (schémas régionaux climat air énergie) conduits dans les différentes régions.

Les ateliers ont permis de recueillir la vision du développement des filières par les représentants des organisations professionnelles, des régions et des collectivités, des associations de consommateurs, des associations environnementales et des différents ministères et établissements publics concernés. Les enjeux, forces, faiblesses et opportunités de chaque filière ont ainsi pu être identifiés et ont permis suite à une analyse stratégique de fixer pour chaque filière des objectifs aux horizons 2018 et 2023, et de formuler des préconisations.

Ces différents objectifs supposent un système d'impulsion à mettre en œuvre. Ainsi, au-delà des objectifs de développement fixés par la programmation pluriannuelle de l'énergie, les freins et points de vigilance mis en lumière lors des débats avec les professionnels et rappelés aux paragraphes suivants nécessitent une attention particulière des pouvoirs publics et des acteurs privés pour la bonne atteinte des objectifs. Parmi les points de vigilance communs à toutes les filières chaleur renouvelable, le rythme et l'ambition de rénovation du parc bâti existant qu'il s'agisse des logements individuels, collectifs ou tertiaire est un facteur clé, ainsi que l'adoption et la mise en œuvre de réglementations thermiques ambitieuses. La compétitivité des projets chaleur renouvelable et de récupération est également un enjeu fort pour l'atteinte des objectifs.

Le graphe ci-dessous illustre la part de chaque filière aux différentes échéances de la PPE.

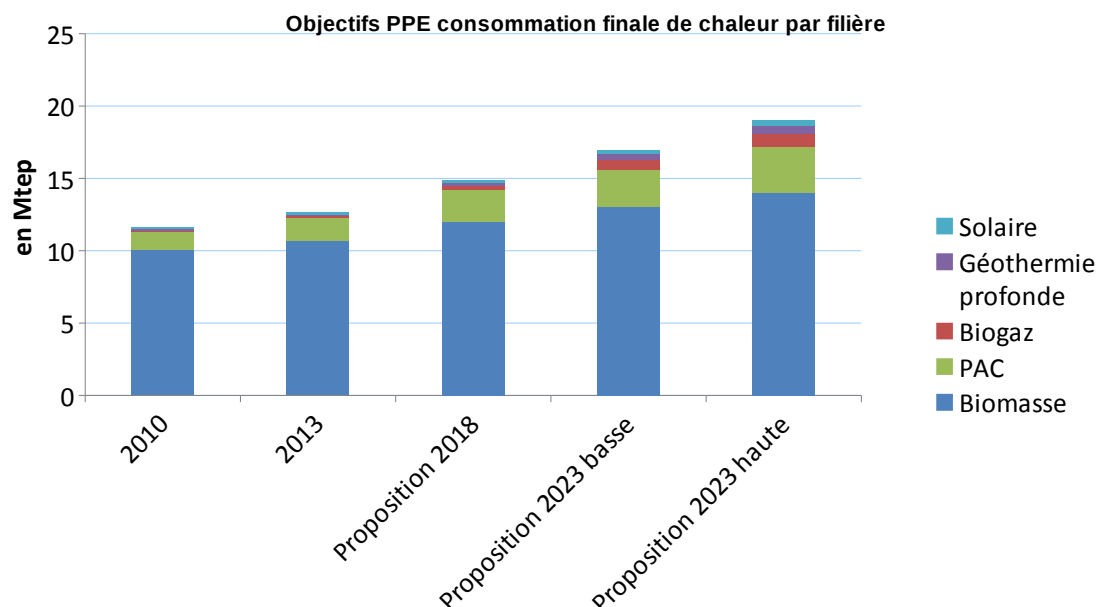


Figure 17. Part de chaque filière de production de chaleur renouvelable dans les objectifs PPE

Objectifs de consommation finale de chaleur, en Mtep (et équivalents en TWh)	2018	2023 fourchette basse	2023 fourchette haute
Biomasse	12 (soit 139 TWh)	13 (soit 151 TWh)	14 (soit 163 TWh)
Pompes à chaleur aérothermiques et géothermiques	2,2 (soit 25,6 TWh)	2,8 (soit 32,5 TWh)	3,2 (soit 37,2 TWh)
Biogaz (y compris par injection de biogaz dans les réseaux Une partie de cet objectif est donc incluse dans l'objectif global biométhane injecté)	0,3 (soit 3,5 TWh)	0,7 (soit 8,1 TWh)	0,9 (soit 10,5 TWh)
Géothermie profonde (sans pompes à chaleur)	0,2 (soit 2,3 TWh)	0,4 (soit 4,6 TWh)	0,55 (soit 6,4 TWh)
Solaire	0,18 (soit 2,1 TWh)	0,27 (soit 3,1 TWh)	0,4 (soit 4,6 TWh)
TOTAL	14,88 (soit 173 TWh)	17,17 (soit 200 TWh)	19,05 (soit 221 TWh)

Tableau 4. Objectifs PPE de consommation finale de chaleur par filière

La biomasse solide continue de représenter la part la plus importante de l'objectif de chaleur renouvelable (80% en 2018 et autour de 75% en 2023). Les pompes à chaleur contribuent de façon croissante à l'objectif de consommation finale (elles représentent près de 15% de l'objectif 2018 et environ 16% de l'objectif 2023). Les objectifs du biogaz tiennent compte de la perspective de développement de la filière avec valorisation chaleur dans des réseaux de chaleur et par injection dans des réseaux de gaz naturel (en considérant qu'une part majoritaire est valorisée en chaleur). La géothermie profonde est une filière mature qui devrait connaître un développement progressif notamment par valorisation sur réseaux de chaleur. Enfin, la filière solaire thermique a rencontré des difficultés et nécessite de poursuivre sa structuration et sa montée en compétence, les objectifs fixés tiennent compte de ses enjeux.

4.2 La consommation finale de chaleur

4.2.1 Situation et perspectives

Il n'existe pas actuellement de données statistiques globales sur la chaleur. Elles doivent être extraites de données plus larges ou calculées par addition de données partielles. Le terme « chaleur » est ici employé pour désigner l'énergie thermique finale. Il recouvre la notion d'usage thermique, à savoir le chauffage, mais aussi l'eau chaude sanitaire et la cuisson. Il ne prend pas en compte l'électricité spécifique.

En 2013³⁵, sur un total de 151 Mtep de consommation finale énergétique en métropole (donnée corrigée des variations climatiques), la consommation de chaleur atteignait 70,6 Mtep, soit 47% de la consommation finale totale d'énergie. En 2007, la consommation finale de chaleur était de près de 80Mtep et représentait près de 50% de la consommation énergétique totale. On constate donc une baisse progressive de la consommation de chaleur, de l'ordre de 1,5 Mtep par an. L'essentiel de la baisse est imputable au secteur de l'industrie, puis au secteur du résidentiel et tertiaire.

Consommation finale de chaleur (Mtep)	Gaz (1)	Pétrole (Fioul, GPL) (2)	EnRt et déchets (3)	Electricité (4)	Charbon (5)	Total	Part de chaque secteur
Résidentiel	15,8	7	9,6	6,9	0,2	39,5	74,1%
Tertiaire	5,6	3,2	0,8	3,1	0,1	12,8	
Industrie et sidérurgie	7,9	2	1,9	2	4,1	17,9	25,3%
Agriculture	0,3	0	0,1	0	0	0,4	0,6%
Ensemble des secteurs	29,6	12,2	12,4	12	4,4	70,6	100%
Part de chaque énergie	41,9%	17,3%	17,6%	17%	6,2%	100%	

(1) Hypothèse : 100% du gaz consommé dans le résidentiel, le tertiaire et l'agriculture et 80% du gaz consommé dans l'industrie sont dédiés à un usage thermique ; (2) Hypothèse : 100% du pétrole consommé dans le résidentiel et le tertiaire et 80% du pétrole consommé dans l'industrie sont dédiés à un usage thermique ; (3) Le bilan de l'énergie retient par convention que l'énergie renouvelable correspond à la moitié de l'ensemble des déchets valorisés ; (4) Hypothèse : 50% de l'électricité consommée dans le résidentiel, 25% de l'électricité consommée dans le tertiaire et 20% de l'électricité consommée dans l'industrie sont dédiés à un usage thermique (5) Hypothèse : 100% du charbon consommé dans le résidentiel, le tertiaire et 80% du charbon consommé dans l'industrie sont dédiés à un usage thermique

Tableau 5. Consommation finale de chaleur 2013 - métropole - corrigée des variations climatiques
(Source : SOeS)

Le secteur du résidentiel / tertiaire représente les trois quarts de la consommation finale de chaleur et l'industrie représente le quart restant, la part liée à l'agriculture étant très faible. Cette répartition a été relativement constante ces dix dernières années.

³⁵ Les données de l'année 2013 sont prises comme référence car il s'agit d'une année avec un indice de rigueur climatique proche de 1 alors que l'année 2014 a été une année particulièrement chaude et non représentative. Les données sont issues du bilan de l'énergie pour 2014 du SOES.

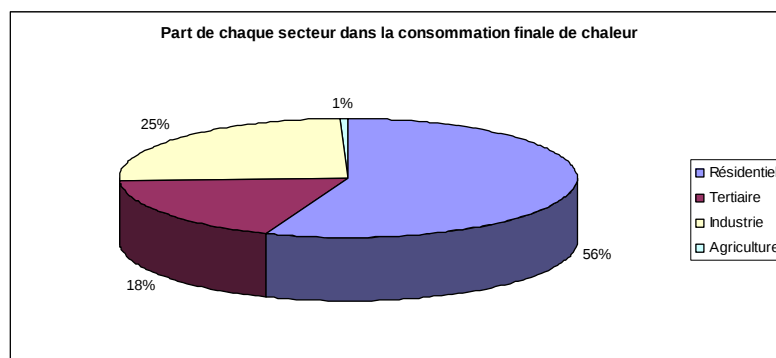


Figure 18. Part de chaque secteur dans la consommation finale de chaleur

Sur les 70,6 Mtep de consommation de chaleur en 2013, 82% sont produites à partir d'énergies conventionnelles et 18% à partir d'énergies renouvelables. Le graphe ci-dessous permet de comparer l'évolution de la part de chaque énergie dans la fourniture de chaleur finale depuis 2007. Il montre que la part du gaz reste majoritaire mais affiche une baisse continue, la part des EnR et déchets progresse de façon régulière et dépasse maintenant celle du pétrole en décroissance, la part de l'électricité (dont 18% est d'origine renouvelable) est relativement stable, enfin celle du charbon reste faible :

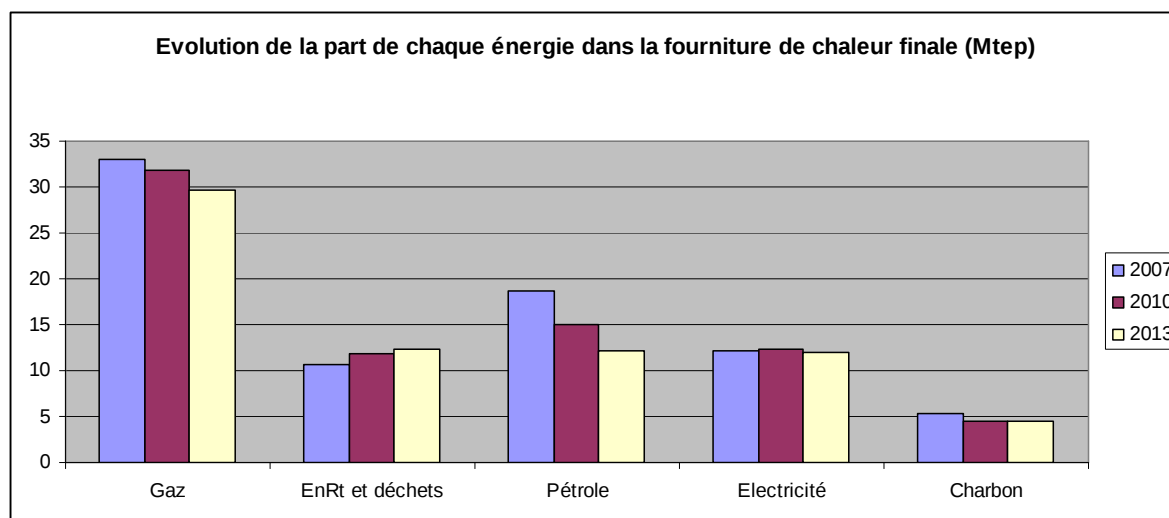


Figure 19. Evolution de la part de chaque énergie dans la fourniture de chaleur finale

Les scénarios de consommation décrits dans le volet relatif à la maîtrise de la demande conduisent en 2030 à une consommation finale de chaleur de 54 Mtep dans le scénario de référence, et à une consommation finale de chaleur de 60 Mtep dans la variante. Cela correspond à une baisse respectivement de 28 % dans le scénario de référence et de 20% dans la variante, entre 2010 et 2030.

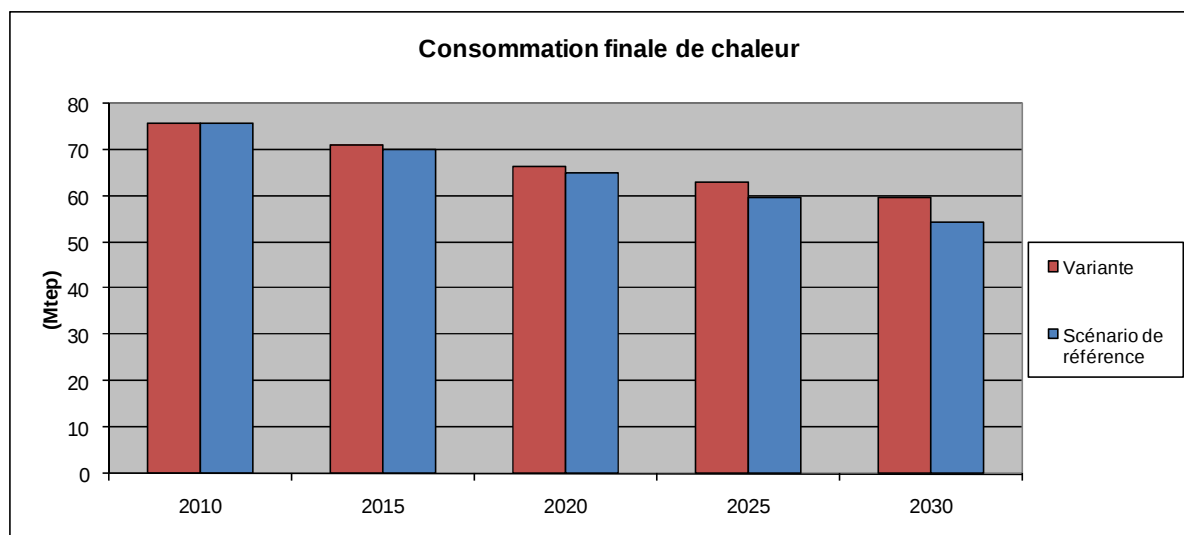


Figure 20. Scénarios de consommation finale de chaleur

Si on applique l'objectif de 38 % de chaleur renouvelable (objectif de la loi sur la transition énergétique pour la croissance verte), il faudra atteindre environ entre 21 et 23Mtep de chaleur renouvelable à l'horizon 2030.

En tenant compte des valeurs de consommation réelles de chaleur renouvelable (source SOES) pour la période 2005 à 2013 et en considérant une trajectoire linéaire³⁶ jusqu'en 2030, on peut en déduire un objectif 2018 ainsi qu'une fourchette basse et une fourchette haute à atteindre en 2023. L'objectif minimal de chaleur renouvelable à atteindre en 2018 est donc de 15Mtep et entre 17 et 19Mtep pour 2023.

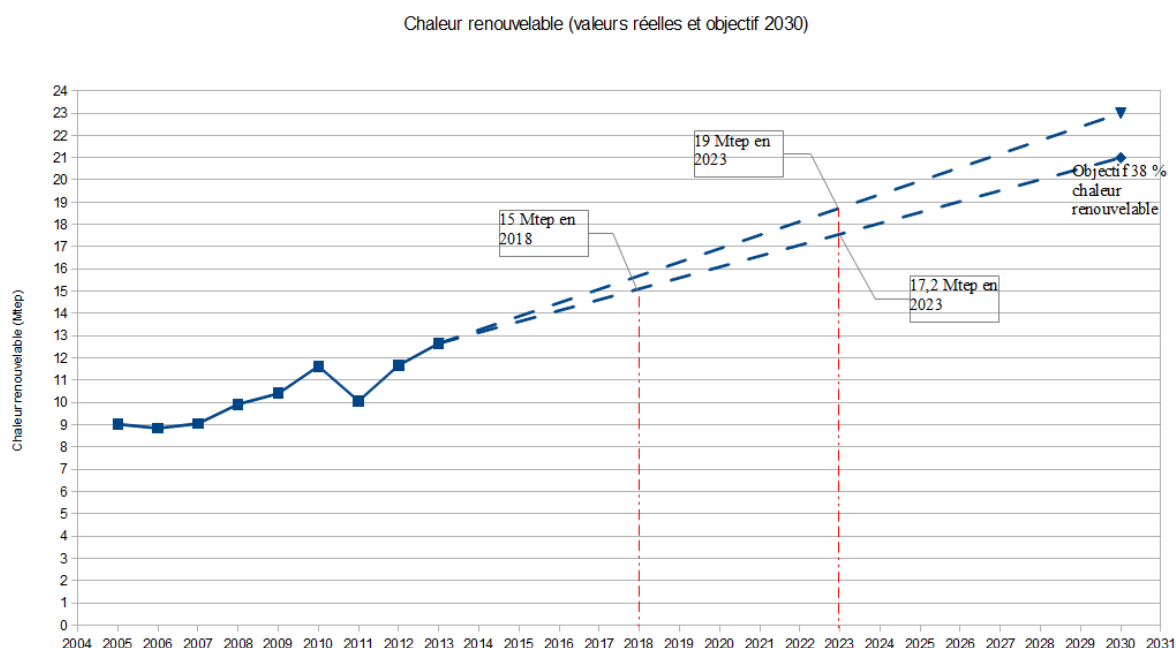


Figure 21. Chaleur renouvelable (valeurs réelles et objectifs 2018 et 2023)

³⁶ Cette hypothèse suppose un rythme progressif de développement des EnR jusqu'en 2030.

4.2.2 Situation par secteurs

a) Dans le secteur tertiaire et résidentiel

La consommation de chaleur est dominante dans le secteur résidentiel tertiaire : d'après le bilan de l'énergie, la consommation totale d'énergie du résidentiel tertiaire en 2013 est de 69Mtep dont 76% de chaleur et 14% d'électricité spécifique.

La chaleur du secteur résidentiel est produite par les énergies fossiles à 58% ; les énergies renouvelables à 24% et l'électricité à 18%. La chaleur du secteur tertiaire est produite par les énergies fossiles à 69,5%, les énergies renouvelables à 6,3% et l'électricité à 24,2%.

Le bouquet énergétique des deux secteurs, résidentiel et tertiaire est donc assez différent. La part de l'électricité est plus importante dans le tertiaire que dans le résidentiel en raison de son utilisation pour la climatisation. Les énergies renouvelables représentent une proportion plus significative dans le résidentiel que dans le tertiaire.

Dans le secteur résidentiel, la consommation finale de gaz reste majoritaire pour le chauffage, mais enregistre une diminution depuis le début des années 2000 (après une augmentation continue pendant 30 ans). Les énergies renouvelables poursuivent leur croissance avec une forte progression, en moyenne de 4% par an depuis 2007, elles sont portées par le développement du bois ainsi que des pompes à chaleur. La consommation finale de produits fossiles poursuit sa diminution. La consommation d'électricité augmente légèrement, même si on constate un ralentissement du développement du chauffage électrique dans la construction neuve. Enfin, le charbon a une consommation très faible, stable depuis le début des années 2000.

Les scénarios de consommation développés ci-dessus prévoient une baisse progressive de la consommation de chaleur du secteur résidentiel dans les deux scénarios avec une baisse plus prononcée dès 2025 dans le scénario de référence. Parmi les usages de la chaleur, ce sont le chauffage et l'eau chaude sanitaire qui permettent de réaliser les plus gros gains en matière de réduction de la consommation, la cuisson évoluant à la baisse de la même manière dans les deux scénarios. Les deux scénarios de consommation retenus reposent notamment sur un rythme soutenu de construction de logements neufs, et de constructions publiques exemplaires au plan énergétique. Ils supposent également un rythme de rénovation ambitieux.

Dans le tertiaire, on constate une stabilisation depuis 2010 de la consommation de gaz. La part des énergies renouvelables progresse en partie grâce aux pompes à chaleur, mais de façon moins marquée que dans le résidentiel. La consommation finale de produits pétroliers diminue depuis plusieurs années. La consommation d'électricité dans le tertiaire progresse principalement en raison du recours important à la climatisation. Enfin le charbon reste marginal.

Les scénarios de consommation prévoient également une baisse de la consommation dans le tertiaire. Cette baisse de consommation suppose notamment que la construction de surfaces tertiaires neuves publiques soit exemplaire au plan énergétique et chaque fois que possible BEPOS, ainsi que la création d'une obligation de réalisation de travaux d'amélioration de la performance énergétique dans les bâtiments tertiaires (dans le cas du scénario de référence uniquement), telle que prévue par le cadre législatif (loi Grenelle 2, loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte).

b) Dans les secteurs de l'industrie et de l'agriculture

La consommation totale de chaleur dans l'industrie en 2013 est d'environ 18 Mtep. 80% des combustibles consommés dans l'industrie sont dédiés à un usage thermique (fours, séchage ou chauffage des locaux) et environ 20% de la consommation d'électricité est dédiée à un usage thermique³⁷.

La consommation de chaleur du secteur de l'industrie diminue (-27% en 2013 par rapport à 2007) à la fois grâce aux efforts engagés pour la réduction des consommations énergétiques (sur la période 2001-2012 l'intensité énergétique s'est améliorée de 11% dans l'industrie³⁸) et également suite aux effets de la crise économique.

La chaleur de l'industrie est produite par les énergies fossiles à 78,5% (44,5% gaz, 23% charbon et 11% pétrole), les énergies renouvelables à 10,5% et l'électricité à 11%.

³⁷ Source ADEME, les chiffres clés 2013 Climat, air et énergie.

³⁸ Source UNIDEN.

Si la consommation des différentes énergies dans l'industrie diminue depuis plusieurs années, la baisse la plus importante est constatée pour le pétrole (-6,4% par an en moyenne entre 2002 et 2012) puis le charbon et dans une moindre mesure l'électricité et le gaz. La part des énergies renouvelables dans la consommation de chaleur de l'industrie progresse : les énergies renouvelables et déchets représentaient 6% de la consommation de chaleur de l'industrie en 2007 contre 10,5% en 2013. La biomasse constitue aujourd'hui la principale énergie renouvelable utilisée par l'industrie. On constate par exemple que 65 % des combustibles utilisés par le secteur des scieries, panneaux de bois sont fournis par les énergies renouvelables et 45% pour le secteur du papier carton.

Selon les scénarios de consommation, on constate soit une stagnation de la consommation de chaleur à compter de 2020, soit une diminution de la consommation assez marquée dans le scénario de référence (ce scénario suppose un gain d'efficacité énergétique en 2030 par rapport à 2010 par tonne produite de 19,6% et une forte valorisation de la chaleur fatale industrielle).

Dans le secteur agricole, la consommation d'énergie est faible à l'égard des enjeux énergétiques nationaux. La consommation de chaleur s'élève en 2013 à 0,47 Mtep (soit 11% de la consommation totale d'énergie du secteur agricole qui s'élève à 4,4 Mtep). Les principaux usages du secteur agricole nécessitant de la chaleur sont les bâtiments d'élevage, les serres et les séchoirs et chambres froides.

La chaleur de l'agriculture est produite par les énergies fossiles à 70% (gaz) et les énergies renouvelables à 30% (dont la chaleur autoconsommée produite par méthanisation)

Pour l'agriculture, les scénarios de consommation prévoient une stabilité des consommations via une amélioration des performances énergétiques. Ces scénarios s'accompagnent d'un développement de la méthanisation, qui produira de la chaleur et nécessitera potentiellement un besoin croissant en énergie pour l'hygiénisation des intrants et le séchage des digestats.

4.3 Les filières chaleur renouvelable et de récupération

4.3.1 La biomasse solide

Objectifs quantitatifs

- ⇒ Viser des objectifs de consommation de chaleur renouvelable produite à partir de biomasse solide de 12 Mtep en 2018 (dont consommation des ménages de 7,4 Mtep dans 8,6 millions de logements), et de 13 à 14 Mtep en 2023 (dont consommation des ménages de 7,4 Mtep dans 10,3 à 10,4 millions de logements).

Orientations

- ⇒ Remplacer à un rythme rapide les foyers ouverts dans les logements individuels par des équipements plus performants au plan énergétique et meilleurs pour la qualité de l'air.
- ⇒ Contenir la tension sur la ressource (favoriser en priorité la valorisation chaleur, favoriser les projets cogénération haut rendement, poursuivre la valorisation énergétique des déchets...).
- ⇒ Poursuivre le développement des chaufferies biomasse dans le collectif, le tertiaire, l'agriculture et l'industrie.
- ⇒ Favoriser la compétitivité des projets biomasse par rapport aux solutions à base d'énergie fossile.

Actions concrètes 2016-2017

- ⇒ Simplifier le système d'aides du Fonds chaleur avec la création d'aides forfaitaires pour 75% des dossiers.
- ⇒ Accompagner les projets retenus dans le cadre des deux appels à manifestation d'intérêt « Dynamic Bois » en faveur de la mobilisation de la biomasse. Les 43 projets lauréats des deux AMI représentant une mobilisation de 55 M€, permettront de mobiliser 3 millions de tonnes pour alimenter des chaufferies et d'améliorer la qualité des peuplements forestiers sur près de 40 000 ha.

- ⇒ Tirer parti de l'expérimentation dans la vallée de l'Arve sur la prime au renouvellement des foyers ouverts et appareils anciens à combustion au bois individuels.
- ⇒ Mettre en œuvre les projets issus de l'appel à manifestation relatif au fonds air-bois lancé par l'Ademe en 2015.

Document de référence :

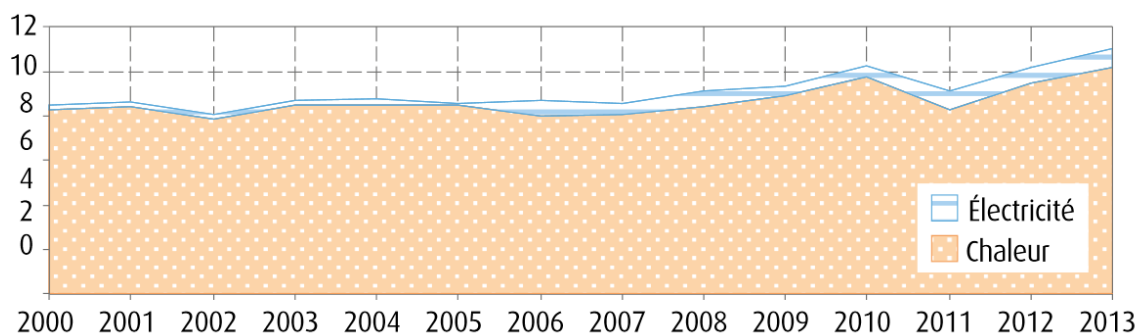
- ⇒ *Rapport Panorama énergies climat – Fiche biomasse énergie - DGEC 2015*
- ⇒ *Suivi du marché 2014 des appareils domestiques de chauffage au bois – Observ'ER*
- ⇒ *Etude sur le chauffage domestique au bois – Juin 2013- pour le compte de l'ADEME par Solagro, Biomasse Normandie, BVA et Marketing et Marketing freelance*

La biomasse solide constitue la première source de chaleur renouvelable en France. Les filières biomasse solide pour la production de chaleur, ou pour la production de chaleur et d'électricité par cogénération, font appel à plusieurs ressources en biomasse qui sont classées selon trois catégories: la biomasse provenant de la sylviculture (qui regroupe la biomasse provenant de forêt et d'autres zones boisées, ainsi que les connexes et sous-produits de l'industrie du bois), la biomasse agricole, et la biomasse provenant des déchets (qu'il s'agisse de déchets urbains solides ou de déchets de bois industriels).

En 2013, la consommation primaire de biomasse solide pour l'énergie dépasse les 11 millions de tep pour l'ensemble du territoire. Environ 93% de cette consommation est destinée à la production de chaleur et 7% à la production d'électricité.

Évolution de la consommation primaire de biomasse solide par utilisation

En Mtep



Champ : métropole et DOM.

Source : SOeS, d'après Ademe, Insee et Ceren

Figure 22. Evolution de la consommation primaire de biomasse solide par utilisation

Le bois énergie représente 96% de la quantité de biomasse solide consommée en 2013. Cette appellation regroupe la biomasse forestière, les connexes et sous-produits de l'industrie du bois et les broyats de déchets de bois. La consommation primaire de bois énergie est utilisée à 71% pour le chauffage résidentiel individuel, 5% pour le chauffage collectif et le secteur tertiaire et 24% par l'industrie³⁹.

Consommation finale de chaleur à partir de biomasse solide

La consommation finale thermique à partir de biomasse solide se répartit entre la consommation de bois des ménages d'une part et d'autre part la consommation de biomasse solide par les chaufferies collectives et industrielles, la cogénération et les unités de valorisation des déchets urbains⁴⁰.

La filière thermique biomasse solide affiche un léger retard par rapport à la trajectoire fixée par le plan national d'action (PNA) prévu par la directive sur les énergies renouvelables et remis à la

³⁹ Source Bilan des énergies renouvelables – Edition 2014 - SOES

⁴⁰ Par convention, l'Union européenne reconnaît l'énergie produite par l'incinération des déchets urbains comme une énergie renouvelable à 50%

Commission à l'été 2010. Ainsi, en 2013, 96% de l'objectif a été atteint (67% de l'objectif 2020). Le fait que le comptage du bois énergie utilisé pour la production de chaleur ne soit pas corrigé des variations climatiques explique les fortes variations annuelles observées de la consommation finale de chaleur :

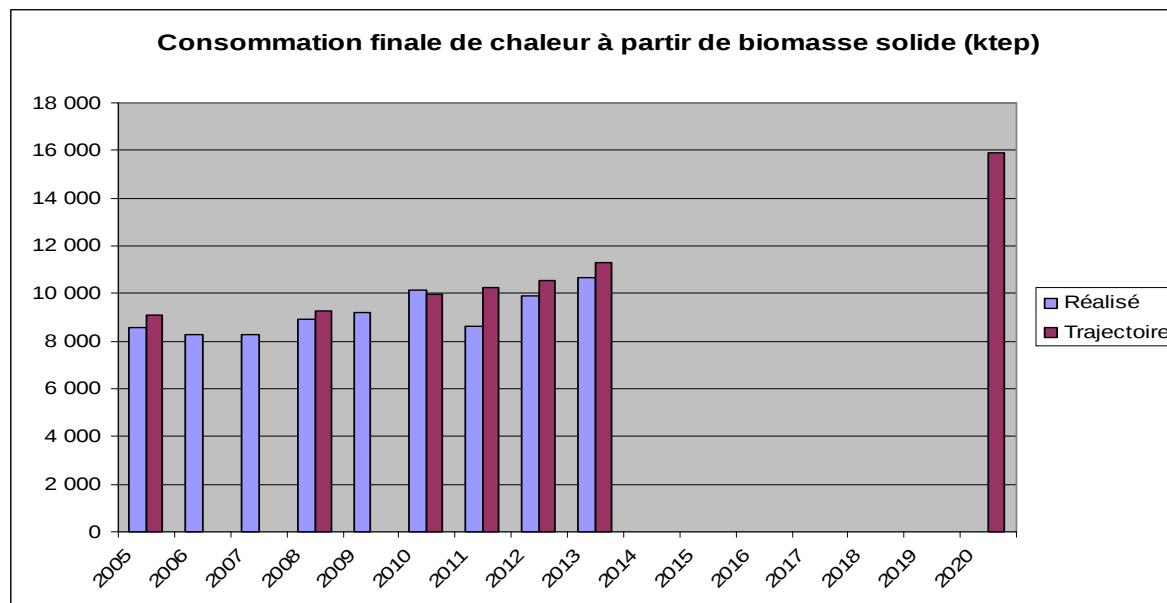


Figure 23. Consommation finale de chaleur à partir de biomasse solide

Par ailleurs, si effectivement l'année 2013 a permis d'atteindre 96% de l'objectif du PNA, celui-ci est réalisé en grande partie grâce à la consommation de bois des ménages, qui dépasse son objectif de 8% tandis que la consommation finale des chaudières collectives et industrielles affiche un retard de 27% par rapport à son objectif. Le chauffage individuel au bois représente en effet la première source d'énergie renouvelable en France (devant l'hydraulique, qui arrive en seconde position) ; il représente à lui seul, en 2013, près de 60% de la chaleur renouvelable sur le territoire.

Principaux enjeux

Les principaux enjeux conduisant aux orientations et aux actions en matière de développement de la biomasse solide sont les suivants.

a) Améliorer la qualité de l'air en renouvelant les équipements. La combustion de biomasse est susceptible d'émettre dans l'air des substances polluantes gazeuses ou particulaires. Il s'agit donc d'un enjeu pour le développement de cette filière.

Les émissions du secteur résidentiel/tertiaire ont représenté en 2011, 30% des émissions totales en France de particules fines PM10 et 45% des émissions totales de PM 2,5. Dans ce secteur, la combustion de la biomasse est le principal émetteur de particules fines (environ 90%). Le renouvellement du parc d'appareils de chauffage au bois individuels par des appareils plus performants permet ainsi d'importantes réductions d'émissions de particules. Sur les 7,4 millions de foyers équipés d'appareils de chauffage au bois en 2012, on estime qu'il y a environ 1 million de foyers ouverts, soit 17% du parc. Les rendements énergétiques de ces appareils sont pour la plupart très faibles (10 à 15%) et les émissions de particules sont significatives.

Le label Flamme Verte créé en 2000 regroupe plus de 60 entreprises signataires des chartes d'engagement « appareils indépendants » et « chaudières ». Les évolutions du label ont permis le développement de produits de plus en plus performants puisque le label ne reconnaît plus que les appareils « 5 étoiles » a minima. En 2015, deux nouvelles classes de performances ont été créées (classes 6 et 7 étoiles). Les émissions de particules fines ont encore été divisées par deux entre un appareil indépendant à bûches 5 étoiles et un appareil 7 étoiles.

Deux règlements européens relatifs à l'éco conception des chaudières à combustibles solides de moins de 500kW et d'appareils de chauffage indépendants au bois ont récemment été votés. Cette nouvelle réglementation permettra de limiter dans les années à venir la mise sur le marché des appareils moins performants.

A l'instar de l'expérimentation de renouvellement des installations de combustion au bois individuels menée depuis 2013 et pour 4 ans au sein du Plan de Prévention de l'Atmosphère (PPA) de la vallée de l'Arve (74)⁴¹, le "fonds air" porté par l'ADEME vise à réduire les émissions de particules du chauffage au bois individuel, dans les PPA. Un appel à manifestations d'intérêts (AMI) a ainsi permis à l'automne 2015 de retenir 14 projets de collectivités. Cet AMI s'inscrit dans l'action 7 de la 3^{ème} Conférence environnementale et permettra d'accompagner les collectivités pour la création, la gestion et l'animation d'un fonds spécifique d'aide aux particuliers pour le renouvellement des appareils non performants de chauffage au bois (aide de 1000€/particulier aussi). Il a vocation à être reconduit en 2016 puis 2017.

Dans le secteur collectif, tertiaire et l'industrie, les chaufferies biomasse sont dans la plupart des cas d'une taille qui les soumet à la législation des installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE), qui fixe des valeurs limites d'émission au regard des meilleures techniques disponibles et de l'environnement de l'installation. Dans le cadre des aides du Fonds chaleur, la haute qualité environnementale des projets est assurée par des exigences strictes sur les émissions, allant parfois au-delà des obligations réglementaires.

b) Mobiliser la ressource biomasse. La stratégie nationale de mobilisation de la biomasse (SNMB) a notamment pour objectif de définir les mesures à mettre en œuvre pour mieux mobiliser la ressource afin de permettre l'approvisionnement de l'ensemble des filières et de prévenir les risques de tensions sur la ressource (voir ci-après). Par ailleurs, les règles pour l'attribution des aides du Fonds chaleur de l'ADEME prévoient que le recours au bois d'importation doit être étudié au cas par cas pour résoudre un problème ponctuel de conflit d'usage. Ainsi, l'importation doit être définie de façon temporaire, limitée en volume, après s'être assuré que des moyens ont été donnés pour mobiliser les biocombustibles disponibles dans l'aire d'approvisionnement et avoir fait l'objet d'un bilan environnemental.

c) Baisser la tension sur la ressource. Au-delà des efforts de mobilisation de la biomasse, des actions en faveur de la baisse de la tension sur la ressource sont à mettre en place. La valorisation énergétique de la biomasse sous forme de chaleur ou de gaz injecté dans le réseau sera privilégiée aux autres formes de valorisation. Pour la cogénération à haut rendement, il s'agit de favoriser les projets démontrant une très bonne efficacité énergétique, c'est-à-dire valorisant au maximum la production de chaleur. La poursuite de la valorisation énergétique des déchets et leur raccordement à des réseaux de chaleur est également un enjeu. Plusieurs outils ont été mis en place afin d'inciter les acteurs à s'engager dans l'efficacité des unités de valorisation énergétique, en particulier le tarif d'achat et le Fonds Chaleur. Il existe encore un potentiel d'amélioration de l'efficacité énergétique des unités existantes et de raccordement à des réseaux de chaleur des unités actuellement non raccordées.

d) Améliorer le signal prix par rapport aux énergies fossiles. Parmi les freins au développement de la biomasse dans l'industrie, au-delà du coût d'investissement et des contraintes de production, l'incertitude sur les prix respectifs du gaz et de la biomasse reste un facteur prépondérant. Il s'agit également d'un critère important lors de la mise en place d'une chaufferie collective, même si dans ce cas, la rentabilité est envisagée sur une période plus longue d'au moins 20 ans.

e) Favoriser l'insertion du bois énergie dans l'habitat neuf. Il existe des freins au développement du bois énergie dans l'habitat neuf qui tiennent à la non valorisation du bois dans la réglementation thermique lorsque celui-ci est utilisé en appoint et à la suppression de l'obligation d'installer un conduit de fumée dans les maisons neuves chauffées à l'électricité. Il s'avère qu'en l'absence de conduit au moment de la construction, le passage au chauffage au bois ensuite est rendu très difficile techniquement et économiquement.

f) Poursuivre les efforts de R&D. Dans le résidentiel, les efforts de R&D sont à poursuivre autour de la performance des appareils à très faibles émissions de monoxyde de carbone (CO) et de particules. Si les solutions prometteuses existent aujourd'hui, elles rencontrent encore des obstacles

⁴¹ <http://www.riviere-arve.org/projets/fonds-chaleur-air-bois.htm>

d'ordre technique et économique qu'il convient de lever pour envisager leur diffusion. Pour les chaudières individuelles, le développement de solutions couplées avec le solaire thermique pourrait également être une piste intéressante. Dans les autres secteurs comme le collectif et le tertiaire, la technologie classique (chambre à combustion et chaudière) est mature. Cependant, pour développer la chaleur dans l'industrie, l'adaptation des technologies aux procédés reste nécessaire et nécessite encore des améliorations (gazéification par exemple) ainsi que le développement de chaudières acceptant des intrants diversifiés permettant de réduire les conflits d'usage.

g) Améliorer la compétitivité et favoriser un secteur riche en emplois. La France est au 2ème rang européen en matière de production d'énergie à partir de bois derrière l'Allemagne et devant la Suède. Il s'agit d'une filière performante et importante (24 000 emplois, plus les emplois indirects en amont) qui ne se limite pas aux forestiers et exploitants. Environ 50% de ces emplois sont directs : les emplois directs sont ceux concernés par la chaîne de production et l'exploitation des biocombustibles à l'exemple des travaux forestiers (abattage, débardage, broyage) ou de la fabrication et l'entretien des chaudières, alors que les emplois indirects sont les emplois sous-traités à des acteurs extérieurs à la filière, à l'exemple des achats externes (tôlerie, tubes, fontes, équipements) ou de la fabrication des machines outils. Le chiffre d'affaire de la filière est d'environ 560 M€. Les équipementiers français sont absents des poêles à granulés, segment étroit mais à forte croissance et sont de plus en plus concurrencés sur le segment des chaudières collectives. Elargir l'offre française sur les poêles à granulés ainsi que le développement de chaudières acceptant des intrants diversifiés est donc un enjeu pour la filière.

Objectifs chiffrés

	Objectif 2018	Objectif 2023 fourchette basse	Objectif 2023 fourchette haute
Consommation finale de chaleur renouvelable à partir de biomasse solide	12Mtep	13Mtep	14Mtep
- dont consommation de bois des ménages	7,4Mtep (8,6 millions de logements)	7,4Mtep (10,3 millions de logements)	7,4Mtep (10,4 millions de logements)

4.3.2 Les pompes à chaleur

Objectifs quantitatifs

⇒ Viser des objectifs de consommation de chaleur renouvelable produite par des pompes à chaleur (PAC) de 2200 ktep en 2018 (dont 400 ktep par des PAC géothermiques) et 2800 à 3200 ktep en 2023 (dont 500 à 600 ktep par des PAC géothermiques).

Orientations

- ⇒ Poursuivre l'amélioration de la performance et des démarches qualité.
- ⇒ Poursuivre la montée en puissance des compétences des installateurs (notamment la formation et la qualification pour la pose des chauffe-eau thermodynamiques individuels – CETI) et des foreurs.
- ⇒ Poursuivre les efforts de R&D (optimisation des coefficients de performance - COP, baisse du prix des capteurs géothermiques...).
- ⇒ Favoriser l'intégration des pompes à chaleur dans le résidentiel collectif et le tertiaire notamment par la mise en place de solutions techniques dédiées
- ⇒ Développer les solutions hybrides performantes (pompe à chaleur/solaire, pompe à chaleur/gaz ...).
- ⇒ Encourager le développement des pompes à chaleur géothermiques.
- ⇒ Améliorer la prise en compte de la part renouvelable des PAC pour l'atteinte des objectifs européens.

Actions concrètes 2016-2017

- ⇒ Soutenir par le Fonds chaleur la géothermie intermédiaire avec l'utilisation de pompes à chaleur.

Document de référence :

- ⇒ *Rapport Panorama énergies climat – Fiche géothermie - DGEC 2015.*
- ⇒ *Chiffres clés des énergies renouvelables - Edition 2015 – SOES.*
- ⇒ *Enquête annuelle sur le marché français de la climatisation et des pompes à chaleur – 2014 – AFPAC, PAC&CLIMINFO.*

Principe

Une pompe à chaleur (PAC) est un système thermodynamique qui permet de prélever de la chaleur d'un milieu donné à bas niveau de température, pour la transférer vers un autre milieu à un niveau de température plus élevé. Pour assurer ce transfert de chaleur, les PAC consomment de l'énergie, sous forme électrique dans plus de 95% des cas en France (la seconde alternative étant un fonctionnement au gaz). Les performances d'une PAC sont caractérisées par son COP (coefficient de performance) qui correspond au rapport entre la quantité de chaleur produite et la quantité d'énergie consommée. Pour le chauffage, le COP se situe entre 3 et 4,5 et pour la production d'eau chaude, le COP se situe entre 2,5 et 3.

On distingue les pompes à chaleur aérothermiques qui rassemblent les technologies qui utilisent l'air comme source de chaleur, et les pompes à chaleur géothermiques qui captent l'énergie du sol ou de l'eau.

En rénovation, la chaudière existante peut venir en complément de la PAC (la chaudière joue alors le rôle d'appoint en cas de température extérieure basse). Quand la PAC et la chaudière sont un seul et même appareil, on parle alors de PAC hybride. Dans le résidentiel existant non pourvu de plancher chauffant basse température, les émetteurs de chauffage peuvent imposer, pour fonctionner correctement, une température d'eau dans le circuit de chauffage qui est supérieure aux caractéristique d'une PAC « standard ». Dans ce cas précis, on peut faire appel à une PAC dite « haute température », pour couvrir jusqu'à 100% des besoins de chauffage, et se substituer ainsi à la chaudière.

Le chauffe-eau thermodynamique individuel (CETI) fonctionne suivant le même principe qu'une PAC, il puise les calories de l'air de l'habitat (pièce non chauffée ou air extrait), ou de l'air extérieur pour alimenter le ballon de stockage d'eau chaude sanitaire.

Consommation finale de chaleur des PAC

En termes de production, les pompes à chaleur sont la seule filière de chaleur renouvelable qui a dépassé les objectifs assignés par le plan national d'action en vue d'atteindre les objectifs de développement des énergies renouvelables à l'horizon 2020. En effet, il s'agit d'une filière en fort développement dans le résidentiel individuel et également dans le collectif et le tertiaire, avec un essor notable des PAC aérothermiques et des chauffe-eau thermodynamiques. Ainsi, la consommation finale de chaleur renouvelable à partir de pompes à chaleur a atteint 1,629Mtep en 2013, soit 119% de l'objectif assigné (et 88% de l'objectif 2020 atteint) :

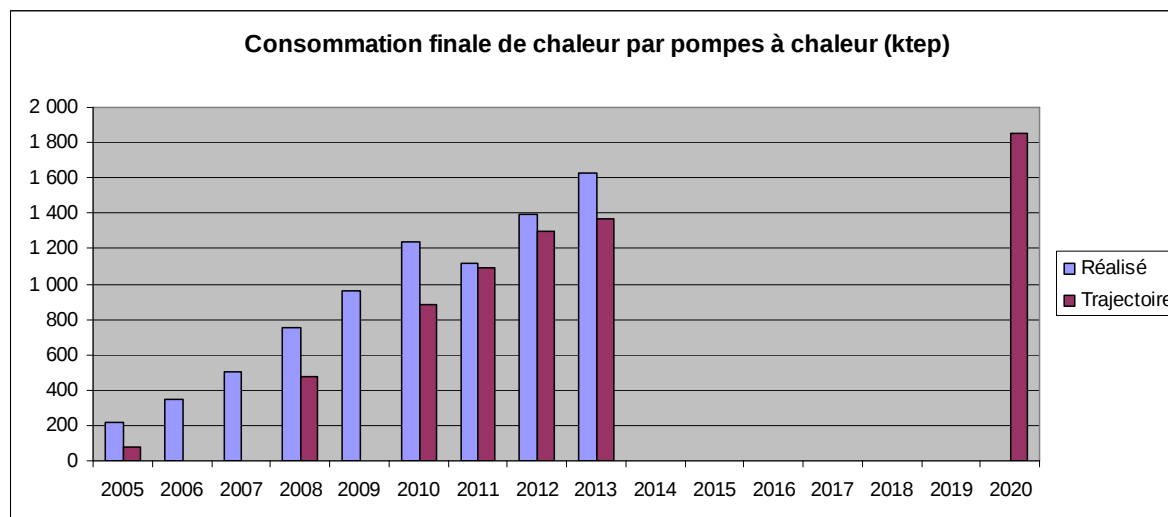


Figure 24. Consommation finale de chaleur par pompes à chaleur

Il convient de préciser que la comptabilisation des pompes à chaleur pour l'atteinte des objectifs fixés par le plan national d'action prévu par la directive sur les énergies renouvelables ne prend en compte que les pompes à chaleur les plus performantes (COP supérieur à 2,5 PAC air/air comprise) puisque la consommation électrique est déduite du calcul, et seule la partie dédiée à la production de chaleur est intégrée (la partie rafraîchissement n'est pas prise en compte dans le cas des pompes à chaleur réversibles).

Principaux enjeux pour la filière

a) Développer la filière dans le cadre des marchés de la construction neuve et de la rénovation. L'un des principaux enjeux pour le développement des pompes à chaleur aérothermiques (air/eau et air/air) porte sur le développement du marché de la construction neuve et du marché de la rénovation. La croissance de la filière est fonction du développement de ces marchés et des réglementations thermiques. Actuellement, les maisons individuelles neuves ont une part obligatoire d'énergie renouvelable pour respecter la réglementation thermique des bâtiments neufs. Un principe équivalent pour le secteur tertiaire et la fin de la dérogation pour le secteur collectif⁴² permettraient le développement des pompes à chaleur sur l'ensemble des secteurs.

Les pompes à chaleur géothermiques ont également un potentiel de développement dans l'individuel, le collectif et le tertiaire. Le potentiel de géothermie très basse énergie est très important et bien réparti sur le territoire. L'atlas des aquifères superficiels existants est connu et les possibilités de géothermie sur capteurs enterrés est réalisable à peu près partout. Les besoins de froid dans le tertiaire pourraient également favoriser le développement des systèmes sur aquifères superficiels.

A ce titre, l'intégration dans le calcul de la réglementation thermique du géocooling (technique qui consiste à utiliser directement la température du sous-sol pour le rafraîchissement) dans les performances des PAC géothermiques favoriserait le développement de cette filière.

b) Poursuivre l'amélioration des performances des équipements par l'innovation. La recherche et développement est essentiellement orientée vers l'amélioration des performances des équipements (COP) et la diminution de leur impact environnemental (remplacement des fluides frigorigènes notamment). Dans le cadre de la directive sur l'éco-conception des produits relatifs à l'énergie, un relèvement des performances des PAC mises sur le marché (COP saisonnier au lieu d'un COP nominal) a été introduit en septembre 2015, avec des exigences acoustiques.

Les fabricants travaillent aussi au développement d'équipements multifonctions et multi-énergies. Ainsi, les PAC hybrides associent le COP d'une PAC (de l'ordre de 3 à 3,5) avec un rendement de la chaudière gaz de l'ordre de 90%. La pompe à chaleur devient alors le générateur de chauffage

⁴² L'arrêté du 19 décembre 2014 prolonge de 3 ans, soit jusqu'au 1er janvier 2018, la dérogation à la RT 2012 pour les logements collectifs.

principal et la chaudière existante fossile devient un générateur d'appoint. Si l'installation présente un surcoût, la conception en monobloc limite le surcoût lié à l'installation. L'enjeu de cette filière porte sur une baisse des coûts, aujourd'hui élevés.

Pour les pompes à chaleur géothermiques utilisées en géothermie très basse énergie, le COP est certes performant, mais une recherche de réduction des coûts et la mise au point de solutions packagées pour le particulier sont à développer. On peut également souligner le développement de la technologie de récupération d'énergie sur eaux usées via une pompe à chaleur.

c) Favoriser une meilleure prise en compte pour l'atteinte des objectifs européens. Le mode de calcul de la part EnR des pompes à chaleur est fixé par directive européenne. À ce jour, le manque d'informations sur la part des PAC aérothermiques air/air destinées au chauffage limite la prise en compte de la part EnR de ces équipements. Une amélioration des enquêtes et des études pourrait permettre de valoriser davantage ce type d'équipements pour l'atteinte des objectifs européens. D'autre part, une meilleure prise en compte à travers la directive européenne des solutions de rafraîchissement proposées par les pompes à chaleur géothermiques dans le collectif et le tertiaire (qui produisent en plus de la chaleur, du froid renouvelable) pourrait favoriser le développement de la filière.

d) Relever le défi de la qualification et de la formation. Plusieurs évolutions réglementaires vont permettre de dynamiser le marché des pompes à chaleur, notamment celui de la géothermie très basse énergie. Ainsi le cadre administratif de la géothermie très basse température a été récemment simplifié, et la réforme de la qualification des professionnels via le dispositif RGE (reconnu garant pour l'environnement) permet également de s'assurer de la compétence et de la reconnaissance du professionnel assurant l'installation du matériel. D'autre part, pour les PAC aérothermiques, la période de forte croissance du marché entre 2008 et 2010 a vu apparaître des contre-références sur les installations (mauvais dimensionnement, problèmes acoustiques...). Le marché s'est depuis assaini et la montée en formation et qualification des entreprises, notamment dans le cadre de la charte RGE et du dispositif d'éco conditionnalité, devrait encore améliorer la situation.

e) Améliorer la compétitivité et favoriser l'emploi dans cette filière. Le chiffre d'affaires de la filière pompes à chaleur en France en 2014 est de 2,4 milliards d'euros. Ce marché génère 24 000 emplois (fabrication, distribution, installation et maintenance). On compte 20 sites industriels en France. Si les PAC air/air de type Split de moins de 17kW sont essentiellement fabriquées en Asie, les PAC air/air dans le collectif sont assemblées essentiellement en Europe. Le marché des PAC air/eau est alimenté pour partie par des importations venues d'Asie et pour une part importante d'unités de production européennes, dont certaines situées en France. Le marché des PAC géothermiques ressort d'une production essentiellement européenne avec une production française significative, mais sur un marché au développement moins fort que celui des PAC aérothermiques (bien que pertinent économiquement). Une part majoritaire des 4000 emplois associés à la géothermie en France peut être imputée au secteur des pompes à chaleur géothermiques, dont plusieurs TPE ou PME. Enfin, le marché prometteur des PAC hybrides est essentiellement européen.

Objectifs chiffrés

Les objectifs de développement sont fixés en consommation finale de chaleur, on distingue ici les pompes à chaleur aérothermiques (qui regroupent les technologies air-air, air-eau, les PAC hybrides et les chauffe-eau thermodynamiques) et les pompes à chaleur géothermiques.

S'agissant d'une technologie mature, avec un potentiel d'évolution sur les marchés du neuf et de la rénovation, les objectifs de développement suivants ont été retenus pour les PAC :

	Objectif 2018	Objectif 2023 fourchette basse	Objectif 2023 fourchette haute
Consommation finale de chaleur renouvelable des pompes à chaleur	2200 ktep	2800 ktep	3200 ktep
- dont consommation finale de chaleur renouvelable des pompes à chaleur géothermiques	400 ktep	500 ktep	600 ktep

Les objectifs ainsi fixés sont ceux qui pourront être comptabilisés au titre de la directive européenne sur les énergies renouvelables⁴³. A titre indicatif, ces objectifs pourraient correspondre dans le résidentiel individuel à un parc d'environ 2,2 millions de pompes à chaleur et chauffe-eau thermodynamiques en 2018 comptabilisés au titre de la directive sur les énergies renouvelables (soit une augmentation de 26% du parc par rapport à 2014) et un parc entre 2,7 et 2,9 millions de pompes à chaleur et chauffe-eau thermodynamiques en 2023 comptés au titre de l'atteinte de nos objectifs européens (soit une augmentation entre 54 à 71% du parc par rapport à 2014).

4.3.3 La géothermie basse et moyenne énergie

Objectifs quantitatifs

⇒ Viser des objectifs de consommation de chaleur renouvelable produite à partir de géothermie de 200 ktep en 2018 et 400 à 550 ktep en 2023.

Orientations

- ⇒ Développer la géothermie basse et moyenne température sur les aquifères profonds peu connus et au-delà de l'Île de France (via les réseaux de chaleur et l'usage direct).
- ⇒ Faciliter l'investissement (fonds de garantie...).
- ⇒ Poursuivre les efforts de R&D et la montée en puissance de la filière à l'international.

Actions concrètes 2016-2017

- ⇒ Veiller à la bonne mise en œuvre du fonds de garantie GEODEEP.

Document de référence :

- ⇒ Rapport Panorama énergies climat – Fiche géothermie - DGEC 2015.
- ⇒ Chiffres clés des énergies renouvelables - Edition 2015 – SOES.
- ⇒ Etude du marché de la géothermie en France en 2013– Edition 2014 – AFIG.

Principe

La géothermie est l'exploitation de l'énergie thermique contenue dans le sous-sol, dans lequel la température augmente avec la profondeur. Il existe deux grands domaines de la géothermie : la production de chaleur et/ou la production de froid et la production d'électricité. La géothermie à usage exclusivement thermique consiste à exploiter les ressources à des températures allant de 10 à 15°C jusqu'à 90°C, voire parfois 100°C :

- La géothermie superficielle dite « très basse énergie » (moins de 30°C) exploite les premières dizaines de mètres sous la surface et trouve des applications principalement dans l'habitat collectif, le tertiaire et l'individuel ;
- La géothermie « basse énergie » (entre 30 et 90°C) utilise des ressources plus profondes (jusqu'à environ 2000m) ;
- Au-delà, dans les zones favorables on peut avoir de la géothermie « moyenne énergie » (plus de 90°C). Il s'agit dans ce cas d'une production centralisée qui valoriser directement la chaleur de ressources que l'on rencontre dans des aquifères situés entre 400m et 2500m de profondeur. Cette ressource est couramment utilisée pour le chauffage urbain via des réseaux de chaleur ou en usage direct (chauffage de serres, de piscines et d'établissements thermaux, l'aquaculture et le séchage...).

En fonction de la température de la ressource et du niveau de température des besoins thermiques, la chaleur peut être prélevée au moyen de pompes à chaleur (PAC). Le recours à des PAC est habituel pour la géothermie très basse énergie et occasionnel pour la basse énergie. Le présent chapitre traite uniquement de la géothermie « basse et moyenne énergie » sans recours à des pompes à chaleur. On parle également de production centralisée pour désigner les installations qui valorisent

⁴³ En effet la directive européenne recommande pour les pompes à chaleur d'ôter la consommation électrique à la production de chaleur. De plus, les PAC dont l'usage est dédié au refroidissement ainsi que les chauffe-eau thermodynamiques ne sont pas prises en compte.

directement la chaleur. La géothermie associée à des pompes à chaleur est traitée au chapitre précédent.

Consommation finale de chaleur

La production de chaleur renouvelable à partir de géothermie basse et moyenne énergie a atteint 113ktep en 2013, soit 48% de l'objectif du plan national d'action énergies renouvelables (23% de l'objectif 2020).

On constate une hausse très progressive depuis 2010 qui correspond à la mise en service de nouvelles installations géothermiques, comme celle de Marne-la-Vallée en 2012 ou diverses opérations de forage ou de rénovation sur des installations existantes. Plus de 80% de cette production géothermique alimente des réseaux de chaleur. Les 20% restants concernent des installations isolées telles des piscines, des thermes, des serres, etc.

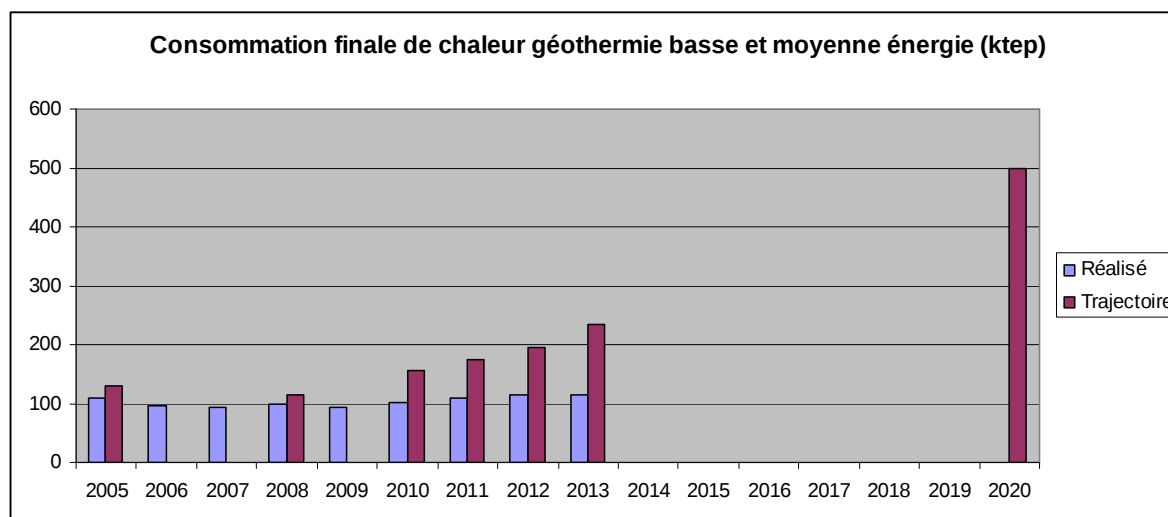


Figure 25. Consommation finale de chaleur géothermie basse et moyenne énergie

Principaux enjeux pour la filière

a) Développer les réseaux de chaleur géothermiques en Ile de France et valoriser des aquifères profonds peu connus. L'un des enjeux concerne le développement des réseaux de chaleur principalement en Ile de France avec une extension des réseaux géothermiques existants, la création de nouvelles opérations ou le passage en géothermie de réseaux ayant recours à des combustibles fossiles. Des aquifères profonds autres que le Dogger sont également un gisement à fort potentiel en Ile de France (les aquifères du Trias, du Lusitanien...) et dans le Bassin Aquitain, en régions Grand Est, Hauts-de-France et Provence-Alpes-Côte d'Azur.

La région Aquitaine possède le second potentiel géothermique français, derrière l'Ile de France : selon des études menées par le BRGM, 65% de la surface de la région a un fort potentiel en basse énergie. Les principales exploitations géothermiques se trouvent dans la région de Bordeaux, de Mont-de-Marsan et de Dax. Si le potentiel de l'Aquitaine est bien connu, il reste encore largement sous-exploité. Ainsi la création d'outils d'aide à la décision pour déterminer le potentiel exploitable des aquifères pour les opérations de basse et très basse température réalisé conjointement avec l'ADEME et le BRGM devrait permettre de mieux cibler les opérations à mener en priorité.

Les aides du Fonds chaleur permettent d'accompagner les opérations de valorisation thermique de ressources géothermales profondes, de la réalisation d'un doublet ou d'un triplet à la création ou l'adaptation d'un réseau de chaleur associé. D'autres opérations spécifiques sont éligibles, comme la réalisation d'ouvrages sur des aquifères profonds peu connus.

b) Accompagner la filière par des dispositifs financiers adaptés aux risques générés. Si les coûts de production de la chaleur géothermique « profonde » sont compétitifs car il s'agit d'une filière mature (de l'ordre de 50€/MWh), les investissements à consentir lors de la phase de forage sont en revanche élevés et nécessitent un fort apport capitalistique. Des outils ont été mis en place depuis

plusieurs années pour accompagner ce type d'opérations (fonds de garantie) et garantir à la fois le risque à court terme lié au forage et le risque long terme d'évolution de la ressource en cours d'exploitation. Une garantie complémentaire pour l'exploration de nouveaux aquifères en Aquitaine est également en projet ainsi que le fonds GEODEEP pour accompagner les opérations de géothermie profonde. Il convient de veiller à pérenniser ces dispositifs et à s'assurer de leur bonne adaptation aux risques générés.

c) Poursuivre la structuration de la filière au niveau de la qualité et des compétences. Le chiffre d'affaires total de la filière est estimé à 0,48 milliard d'euros pour l'année 2012 et représente 4000 emplois directs au minimum. Depuis plusieurs années, la filière française poursuit sa structuration et multiplie les activités de promotion, formation et sensibilisation à l'utilisation des différentes formes de géothermie. En termes de qualité, des travaux ont été menés pour offrir des garanties au maître d'ouvrage en lui assurant que son installation géothermique sera réalisée suivant des critères de qualité qui encadrent les pratiques des professionnels. Ce travail doit être poursuivi.

d) Adapter et simplifier le cadre réglementaire applicable (notamment le code minier) aux projets de géothermie à haute ou basse température afin de mieux prendre en compte l'émergence de nouvelles approches industrielles. A titre d'exemple, actuellement les gîtes géothermiques à haute température (plus de 150°C) sont distingués des gîtes basse température (moins de 150°C) pour lesquels les procédures d'obtention du titre minier diffèrent. Cette limite de 150°C s'expliquait jusqu'ici par un usage différent de la ressource (usage électrique au-delà de 150°C et usage thermique en deçà). Une révision du niveau de ce seuil ainsi que d'autres adaptations du cadre actuel seront mises en œuvre, après concertation avec les acteurs du domaine.

e) Poursuivre les efforts en matière de recherche et développement. Les efforts de recherche et développement doivent se poursuivre pour la filière, notamment autour de la filière EGS (acronyme pour "Enhanced Geothermal Systems" ou "Engineered Geothermal Systems"), mais également pour développer l'utilisation des réservoirs géothermiques pour le stockage de chaleur inter saisonnier. Dans ce cadre, le développement de réseaux de froid géothermiques est un enjeu car ils permettent de prélever l'excès de chaleur en été et de la stocker dans le sous-sol afin de l'utiliser en hiver.

Objectifs

A court terme, les projets de géothermie sur réseaux situés en Ile de France ainsi que le fonds de garantie mis en place en Aquitaine laissent penser que cette filière se développera progressivement. La géothermie a aussi vocation à alimenter les réseaux de chaleur pour lesquels la loi de 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 d'ici 2030.

	Objectif 2018	Objectif 2023 fourchette basse	Objectif 2023 fourchette haute
Consommation finale de chaleur renouvelable géothermie basse et moyenne énergie	200ktep	400ktep	550ktep

4.3.4 Le biogaz

Objectifs quantitatifs

⇒ Viser des objectifs de consommation de chaleur renouvelable produite à partir de biogaz de 300 ktep en 2018 (dont 30% par injection de biogaz dans les réseaux), et 700 à 900 ktep en 2023 (dont 45 à 47% par injection de biogaz dans les réseaux).

Orientations

⇒ Orienter et développer la filière méthanisation vers les solutions de valorisation énergétique les plus pertinentes (chaleur, cogénération, injection...).

⇒ Poursuivre l'amélioration de qualité, performance et bon fonctionnement des méthaniseurs.

Actions concrètes 2016-2017

⇒ Instruction et suivi de l'appel à projet pour le développement de 1500 méthaniseurs.

Document de référence :

- ⇒ **Rapport Panorama énergies climat – Fiche biomasse énergie – Edition 2015 – DGE**
- ⇒ **Chiffres clés des énergies renouvelables – Edition 2015 – SOES**
- ⇒ **Etude de marché de la méthanisation et des valorisations du biogaz – 2010 - Ernst&Young pour le compte de l'ADEME et de GRDF**

Principe

Le biogaz est produit lors de la méthanisation des déchets, qui est un procédé biologique naturel de dégradation de la matière organique par des bactéries, en l'absence d'oxygène.

Plusieurs types d'installations permettent de produire le biogaz : les méthaniseurs d'ordures ménagères, les installations de stockage de déchets non dangereux (ISDND), les digesteurs de boues d'épuration des stations d'épuration, les méthaniseurs agricoles (ou méthaniseurs à la ferme), la méthanisation « centralisée » ou « territoriale » (réalisée par des unités de grande taille traitant des effluents agricoles et des déchets du territoire) et la méthanisation industrielle (essentiellement dans les secteurs de l'agro-alimentaire, la chimie et la papeterie).

En fonction des conditions locales, le gaz ainsi produit peut bénéficier d'une valorisation énergétique par : injection du biogaz dans les réseaux de gaz naturel, production de chaleur seule, production d'électricité seule, cogénération avec production conjointe de chaleur et d'électricité ou transformation en biométhane carburant.

Le biogaz issu des installations de stockage de déchets non dangereux produit principalement de l'électricité en raison de l'éloignement de ces décharges des zones d'habitation, il peut toutefois être valorisé en cas d'industrie consommatrice de chaleur à proximité. Le biogaz issu d'effluents agricoles, de boues d'épurations urbaines, d'effluents industriels ou d'ISDND produit principalement de la chaleur.

Consommation finale de chaleur

La consommation finale de chaleur produite à partir de biogaz a atteint 106ktep en 2013 et affiche un retard par rapport à la trajectoire fixée par le PNA ENR (73% de l'objectif 2013 et 19% de l'objectif 2020). 430 projets ont été aidés financièrement par l'ADEME (hors ISDND) sur la période 2009-2014 dont 26 projets avec une valorisation thermique du biogaz ou d'injection dans le réseau, via le Fonds déchets ou le Fonds chaleur.

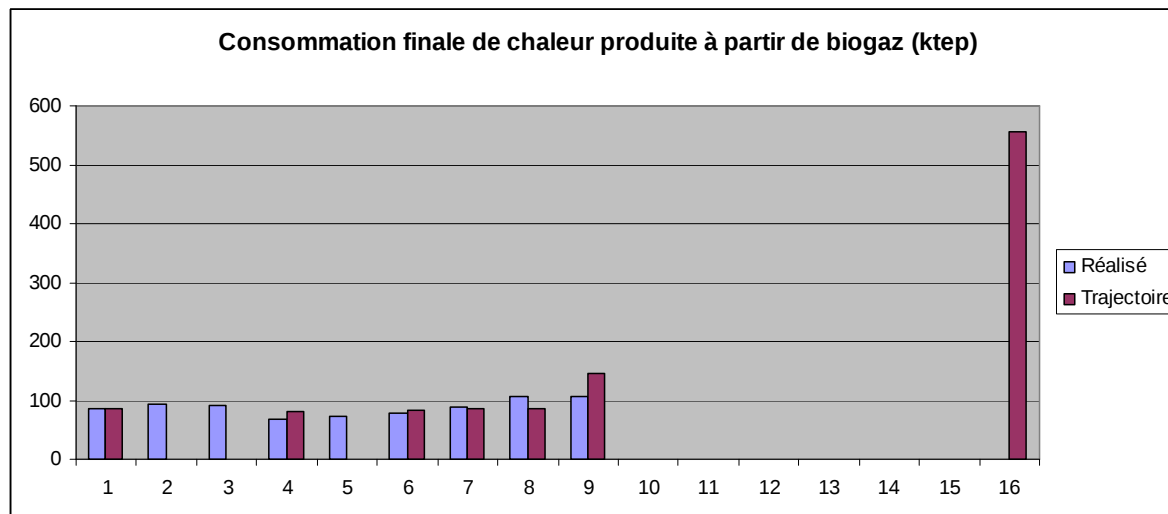


Figure 26. Consommation finale de chaleur produite à partir de biogaz

Principaux enjeux pour la filière

Les enjeux relatifs à la valorisation électrique et à l'injection dans le réseau de gaz sont évoqués aux points 1.1.5 et 2.3.1.

a) Améliorer les conditions de financement des projets. Le financement des projets est un enjeu pour le développement de la filière. En effet, les prix des déchets sont volatils et rendent difficiles les estimations des études de faisabilité. C'est le cas également des coûts de réparation, maintenance et contrôle qui sont parfois plus élevés que prévu au départ. Le risque de ne pas atteindre la production prévue est également un frein potentiel. On constate des difficultés d'estimation au moment du montage des projets et des financements difficiles à boucler. Ainsi, sur une centaine de dossiers contractualisés par l'ADEME chaque année, environ 7% sont abandonnés, essentiellement pour des raisons de financement. L'un des enjeux de la filière porte donc sur l'amélioration de la méthodologie du montage de projet et la facilitation de l'investissement. Par ailleurs, les dispositifs de soutien ont permis le décollage de la filière. L'évolution des différents systèmes d'aide mais aussi une optimisation des coûts constituent un enjeu pour la poursuite du développement de la filière.

b) Simplifier les procédures administratives et favoriser la faisabilité des projets. Les tonnages et la nature des déchets déterminent le cadre et la procédure réglementaire qui seront appliqués au projet. La combustion du biogaz et le procédé de méthanisation sont soumis à la législation des installations classées pour la protection de l'environnement. Dans le souci de simplification administrative, une expérimentation d'autorisation unique pour les installations de méthanisation et les installations de production d'électricité ou de biométhane à partir de biogaz a été mise en place depuis mai 2014 dans 7 régions. L'autorisation unique vaut autorisation notamment au titre des installations classées, du permis de construire, du défrichement, des espèces protégées et du Code de l'Energie. Une telle disposition, en cours de généralisation, permet de faciliter les démarches administratives des porteurs de projet.

A l'issue de la procédure d'autorisation, des prescriptions techniques s'appliquent sur les installations de méthanisation et peuvent conduire à la mise en place d'équipements de traitements spécifiques. Un guide des bonnes pratiques à destination des porteurs de projet a été élaboré par le club biogaz afin de limiter les nuisances. L'information des riverains et la communication vis-à-vis des populations locales est un facteur clé de succès pour un projet.

c) Favoriser l'innovation pour les débouchés chaleur. La valorisation énergétique et surtout thermique du biogaz ne peut se faire qu'à proximité des lieux de consommation mais les sites de production sont souvent éloignés des villes, ce qui explique partiellement pourquoi la part de chaleur est moins importante que la valorisation en électricité (en 2012, le biogaz a produit 196ktep dont 56% sous forme d'électricité et 44% sous forme de chaleur). Il est pourtant possible d'effectuer une valorisation sur place, pour des besoins de process par exemple. Il est possible également d'effectuer cette valorisation ailleurs que sur le site de production, soit en réalisant des réseaux de chaleur destinés au chauffage collectif ou à des usages industriels, soit en injectant le biogaz produit dans des réseaux de gaz naturel, lorsqu'ils sont situés à proximité.

Concernant la valorisation dans des réseaux de chaleur, il est possible d'alimenter des clients éloignés, en priorité des clients qui consomment la chaleur toute l'année et en continu. C'est le cas par exemple de l'utilisation du biogaz pour des usages industriels soit directement sous forme de gaz, soit après transformation en chaudière sous forme de vapeur ou d'eau chaude (industries agro-alimentaires par exemple) ou des piscines collectives.

Par ailleurs, le biogaz épuré devient du biométhane qui peut être injecté dans les réseaux de gaz naturel. La valorisation du gaz sur réseau présente des perspectives de développement intéressantes, il s'agit d'une filière en cours de développement pour laquelle les producteurs de biométhane bénéficient d'un tarif d'achat. Pour assurer le bon développement de la filière, il importe d'orienter la valorisation du biogaz vers la solution la plus pertinente (besoin local de chaleur, injection réseau...) après une analyse au cas par cas (bilan carbone, bilan économique...).

d) Structurer la filière. La filière méthanisation est une filière encore globalement émergente qui connaît cependant différents stades de développement selon le secteur. Dans le contexte de valorisation de ces secteurs, une optimisation du fonctionnement des installations par capitalisation des connaissances est nécessaire. La construction d'un modèle industriel est également à promouvoir. Pour accompagner ces développements, la formation est un enjeu. En termes d'emploi, le syndicat des énergies renouvelables estime que la filière biogaz générera 16 000 emplois d'ici 2020, dont 5000 directs. En 2014, on recensait 1700 emplois directs. Par ailleurs, sur le segment de la méthanisation agricole, on estime que dans l'hypothèse de la création de 1000 installations supplémentaires en 2020 d'une puissance moyenne de 300kWe, on pourrait évaluer le nombre d'emplois créés entre 2000 et 3000.

Objectifs

Les potentiels de valorisation du biogaz sont importants. Il a été considéré dans le plan national d'action énergie renouvelable que les volumes de biogaz injectés sur le réseau de gaz naturel, dont la valorisation finale (électricité, chaleur ou carburant) n'étaient pas déterminés finement, seraient principalement utilisés pour la production de chaleur. Aussi, les objectifs de développement fixés par la PPE intègrent une part importante du biométhane injecté dans les réseaux (à hauteur de 60%) :

	Objectif 2018	Objectif 2023 fourchette basse	Objectif 2023 fourchette haute
Consommation finale de chaleur renouvelable à partir de biogaz	300ktep dont 210ktep par production de chaleur et 90ktep par injection de biogaz dans les réseaux (ces 90ktep sont donc inclus dans l'objectif global biométhane injecté)	700ktep dont 385ktep par production de chaleur et 315ktep par injection de biogaz dans les réseaux (ces 315ktep sont donc inclus dans l'objectif global biométhane injecté)	900ktep dont 477ktep par production de chaleur et 423ktep par injection de biogaz dans les réseaux (ces 423ktep sont donc inclus dans l'objectif global biométhane injecté)

4.3.5 Le solaire thermique

Objectifs quantitatifs

- ⇒ Viser des objectifs de chaleur renouvelable produite à partir de solaire thermique de 180 ktep en 2018 (dont 80 ktep pour l'individuel), et 270 à 400 ktep en 2023 (dont 90 à 120 ktep pour l'individuel).

Orientations

- ⇒ Donner de nouvelles perspectives de croissance au solaire thermique sur les secteurs industriel et collectif.
- ⇒ Réduire les coûts et améliorer la performance des systèmes.
- ⇒ Favoriser le développement de solutions hybrides de type pompe à chaleur/solaire.
- ⇒ Renforcer les exigences de la réglementation thermique dans le résidentiel individuel et dans le collectif et le tertiaire en favorisant les systèmes avec une performance élevée.
- ⇒ Développer le monitoring et optimiser les coûts de maintenance.
- ⇒ Développer la formation et la montée en compétence des professionnels.

Actions concrètes 2016-2017

- ⇒ Mettre en place les projets sélectionnés dans le cadre de l'appel à projet « grandes installations solaires thermiques » de l'ADEME.
- ⇒ Contrôler la bonne mise en place de l'étiquette énergie sur tous les appareils de chauffage et de production d'eau chaude (obligatoire depuis septembre 2015).

Document de référence :

- ⇒ Rapport panorama énergies climat – Fiche les énergies solaires Edition 2015 – DGEC
- ⇒ Chiffres clés des énergies renouvelables – Edition 2015 – SOES
- ⇒ Analyse de la compétitivité et du développement de la filière solaire thermique en France – septembre 2013 – Ernst&Young, TECISO, Uwe Trenkner pour l'ADEME

Principe

La technologie du solaire thermique permet d'assurer soit la production d'eau chaude sanitaire exclusivement ou la production conjointe d'eau chaude sanitaire et de chauffage. Un équipement so-

laire n'assure jamais 100% des besoins et nécessite un complément, soit sous forme de mode de chauffage principal soit sous forme d'appoint.

La technologie la plus commune pour la production d'eau chaude sanitaire est celle d'un capteur plan associé à un ballon de stockage de l'eau chaude par circulation forcée avec échangeur, elle permet de couvrir environ 50 à 60% des besoins d'eau chaude sanitaire en moyenne sur une année : il s'agit du chauffe-eau solaire individuel (CESI).

Le système solaire combiné (SSC) assure la production d'eau chaude sanitaire et le chauffage à l'usage des particuliers, le plancher chauffant étant l'émetteur le plus adapté. Le taux de couverture des besoins thermiques par les systèmes combinés se situe entre 15 et 50%.

Enfin, sur le marché de l'eau chaude solaire collective, l'équipement est le plus souvent dimensionné pour fournir 40 à 60% des besoins.

Consommation finale de chaleur

La consommation finale de chaleur à partir de solaire thermique est de 87ktep en 2013 en métropole (pour un parc en activité de près de 2 millions de m²). Pour la comparaison avec les objectifs du PNA, il est nécessaire de prendre en compte également les DOM, ce qui correspond à une surface totale d'environ 2,6 millions de m² de capteurs et une production annuelle de 145ktep.

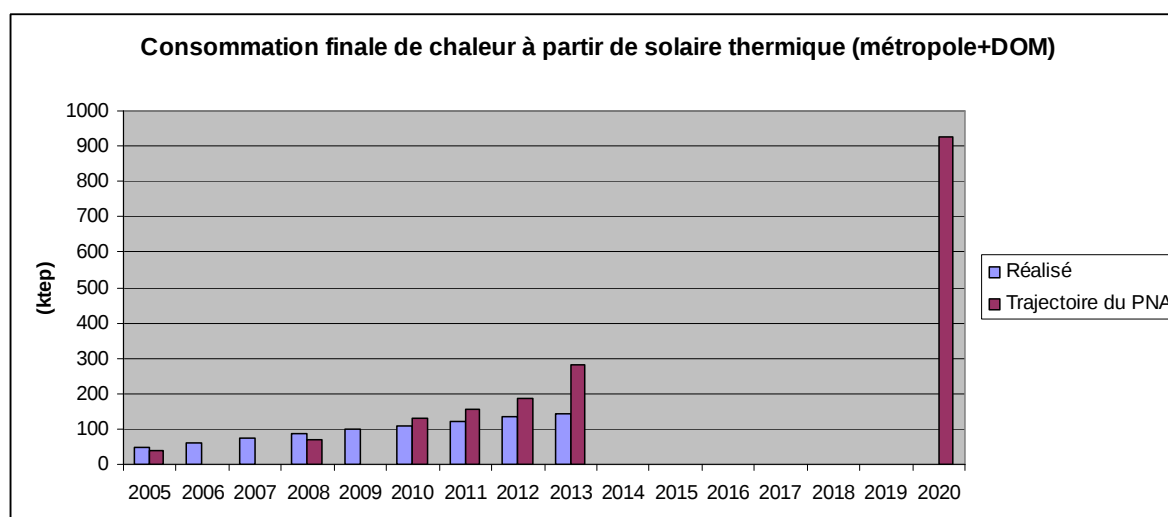


Figure 27. Consommation finale de chaleur produite à partir de solaire thermique

La filière solaire thermique affiche un retard par rapport à la trajectoire du PNA en vue d'atteindre les objectifs fixés pour 2020. En 2013, seul 52% de l'objectif a été réalisé (15,6% de l'objectif 2020) et le retard s'accroît depuis 2010.

Le retard est davantage marqué pour la filière du solaire thermique individuel qui réalise 7% de l'objectif 2020 que pour le solaire collectif qui atteint 24% de l'objectif 2020, mais avec un objectif fixé beaucoup plus modeste. En effet, si le parc installé et la production continuent d'augmenter, les surfaces installées annuellement diminuent pour tous les types d'équipements (chauffe-eau individuels, marché du collectif et du tertiaire).

Les principaux enjeux pour la filière

a) Améliorer la réglementation pour favoriser le développement de la filière. Dans le secteur de la maison neuve, la mise en œuvre de la réglementation thermique (RT 2012) applicable à tous les permis de construire depuis le 1er janvier 2013 et qui intègre pour la première fois l'obligation d'utilisation des énergies renouvelables dans les normes de construction, est de façon générale favorable pour le marché du solaire thermique. Le solaire thermique est en concurrence avec certains équipements dont le coût d'installation est moindre et qui remplissent également les critères de

la RT 2012. Un renforcement des critères réglementaires permettrait de valoriser les équipements solaires plus performants.

Sur le marché du neuf collectif et tertiaire, l'absence d'obligation d'énergies renouvelables dans la RT 2012 pour les logements collectifs et la décision de prolonger dans le tertiaire la dérogation relative à l'obligation de performance énergétique des bâtiments fixée à 50kWh d'énergie primaire par m² et par an jusqu'en 2017 freinent le développement du solaire thermique.

Ainsi, l'un des enjeux pour le développement du solaire thermique individuel porte sur le renforcement de la réglementation thermique à la fois dans le résidentiel individuel et dans le collectif et le tertiaire, favorisant les systèmes avec un coefficient de performance (COP) élevé.

b) Améliorer la qualité et diminuer les coûts. L'un des enjeux pour le développement du solaire thermique porte sur la poursuite des efforts de baisse des coûts. La structuration du marché et l'optimisation des systèmes ont permis de diminuer de 20 à 25% le coût du matériel ces cinq dernières années. Des efforts doivent encore être réalisés sur les coûts d'installation encore élevés. Le développement de solutions à grande échelle dans l'industrie devrait se répercuter également sur le prix du solaire thermique individuel et collectif.

Dans le secteur individuel, la filière est structurée, et des certifications ont été mises en place sur les capteurs et sur l'installation. La filière doit monter en compétence dans le collectif. Elle doit également gérer les contres références qui ont pu être observées par le passé dues à des problèmes de conception, de mise en œuvre ou d'exploitation. A cette fin, des formations doivent être mises en place et la gestion du passif est nécessaire pour améliorer l'image de la filière.

c) Contrôler la bonne mise en place de l'étiquette énergie. Présente depuis 1994 sur de nombreux appareils consommateurs d'énergie, l'étiquette énergie est obligatoire depuis septembre 2015 sur tous les appareils de chauffage et de production d'eau chaude. La directive 2010/30/CE fixe le cadre réglementaire, avec pour but d'orienter le consommateur vers les produits les plus performants sur le plan énergétique et d'autres aspects environnementaux (exemple : eau) ou techniques. Cette nouvelle obligation réglementaire va ainsi permettre de favoriser les équipements les plus performants.

d) Favoriser la recherche et développement et les innovations. Le développement des systèmes hybrides constitue un enjeu fort pour la filière qui permettra encore d'améliorer la performance. Plusieurs types d'hybridations sont en cours de développement avec le gaz, la biomasse ou les pompes à chaleur. Des perspectives importantes existent sur l'utilisation du solaire thermique pour alimenter un réseau de chaleur. Il s'agit d'une pratique déjà courante dans les pays nordiques qu'il convient de développer. Enfin, le développement d'applications est en cours et permettra notamment de détecter d'éventuels dysfonctionnements à distance. D'autres innovations sont encore au stade de recherche et développement comme le rafraîchissement solaire qui consiste à utiliser des capteurs solaires pour fournir de la chaleur qui est dirigée vers une machine à absorption. Ce type d'installation présente des premiers résultats très intéressants en termes de performance énergétique, mais le coût d'investissement est encore trop élevé par rapport à des systèmes classiques. L'innovation en termes de modèles d'affaires et d'offres de financement pour faciliter l'accès et l'investissement des usagers devra également se développer.

e) Tenir compte des enjeux spécifiques à l'industrie et l'agriculture. La filière doit mettre en œuvre des stratégies de conquête de nouveaux marchés, notamment dans l'industrie et l'agriculture. Les perspectives de développement du solaire thermique dans l'industrie reposent sur le fait que 30% des besoins de l'industrie en chaleur sont inférieurs à 200°C (agroalimentaire, papier carton...) et que le solaire permet le stockage de chaleur. Les principaux freins qui limitent le développement de cette source d'énergie tiennent aux contraintes industrielles, tant en termes de puissance qu'en termes de disponibilité de la source (l'industrie ayant besoin de fonctionner en continu). Les projets qui voient le jour aujourd'hui misent sur l'hybridation du solaire thermique avec d'autres formes d'énergie, voire sur le stockage.

Outre l'industrie, le développement du solaire thermique sur réseaux de chaleur est également une cible à fort potentiel de développement.

A côté des secteurs de l'agro-alimentaire, du papier carton, d'autres secteurs tertiaires comme les brasseries sont les candidats idéaux car elles ont besoin d'énormément de chaleur basse température (de 25° à 105°C). A cet effet, le projet européen Solar Brew (2012-2016) effectue un suivi sur 3

brasseries, afin de déterminer les meilleures pratiques dans la perspective d'un déploiement à grande échelle du solaire dans ce secteur.

Parmi les freins au développement du solaire dans l'industrie figure l'investissement élevé à consentir. La majorité des investissements se situent dans une fourchette allant de 0,5 à 5 millions d'euros pour l'installation solaire thermique, et des innovations en modèles d'affaire et d'offres de financement pour l'industrie seront à développer.

f) Favoriser la compétitivité et l'emploi. Ce secteur est exportateur net avec une très forte valeur ajoutée en France. La filière industrielle française produit plus que les besoins du marché. Il convient de donner des signaux positifs permettant de relancer le marché et de relancer les investissements industriels pour envisager une offre industrielle packagée, voire même adossée à des garanties de bon fonctionnement et de performance avec contrat de maintenance.

Objectifs

La filière est entrée dans une phase de réorientation de ses débouchés. Si des perspectives existent dans le résidentiel individuel et le collectif en cas de renforcement de la réglementation thermique, notamment sur le marché de la rénovation, la conquête de nouveaux marchés peut se faire du côté des applications industrielles et de la connexion de champs de capteurs solaires thermiques aux réseaux de chaleur. La généralisation de ces installations de grande puissance contribuerait ainsi à diminuer fortement les coûts de production et le développement de solutions hybrides pourrait contribuer au développement de la filière.

	Objectif 2018	Objectif 2023 fourchette basse	Objectif 2023 fourchette haute
Consommation finale de chaleur renouvelable solaire thermique	180ktep	270ktep	400ktep
- Dont solaire thermique individuel	80ktep	90ktep	120ktep
- Dont solaire thermique collectif, tertiaire et industriel	100ktep	180ktep	380ktep

4.3.6 La cogénération à haut rendement

Orientations

- ⇒ Veiller à la bonne efficacité énergétique des projets de cogénération.
- ⇒ Veiller au bon dimensionnement des projets par rapport au besoin en chaleur.

Actions concrètes 2016-2017

- ⇒ Mise en œuvre de l'arrêté tarifaire relatif aux petites installations de cogénération.

Document de référence :

- ⇒ *Bilan énergétique de la France pour 2014 – SOeS, Ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie.*
- ⇒ *Analyse du potentiel national pour l'application de la cogénération à haut rendement - DGEC – 2010.*

Les centrales de cogénération ont produit 4,1Mtep de chaleur en 2013 et 63% de la chaleur produite a été autoconsommée⁴⁴. La moitié de la chaleur produite par cogénération l'a été en brûlant du gaz naturel.

(Données non corrigées des variations climatiques)	Chaleur issue de la cogénération (Mtep)
--	---

⁴⁴ Source bilan de l'énergie pour 2014 - SOES

Production totale	4,106
Charbon	0,269
Produits pétroliers	0,432
Gaz naturel	1,946
Autres combustibles	1,459
Dont : déchets urbains	0,682
résidus de papeterie, liqueur noire	0,328
bois et déchets de bois	0,233
biogaz	0,085

Tableau 6. Enquête sur la production d'électricité, SOeS

Au regard de la nécessité de favoriser les projets cogénération à haute efficacité énergétique, la directive européenne n°2012/27/UE relative à l'efficacité énergétique fixe un rendement minimal pour qualifier une cogénération haut rendement (cette qualification permettant les aides d'Etat). Au regard de ces exigences et pour favoriser les projets avec un débouché chaleur, un rendement thermique minimum des futurs projets de cogénération est à rechercher.

Par ailleurs, l'installation thermique est à concevoir selon une disponibilité annuelle (et non pas uniquement sur la période de chauffe). Pour le bon dimensionnement d'un projet, celui-ci doit être dimensionné en priorité sur les besoins en chaleur.

La cogénération gaz occupe une place importante dans le mix énergétique des réseaux de chaleur. Ainsi, 43% des réseaux sont équipés d'une cogénération et la cogénération gaz naturel représente 17% de l'énergie thermique des réseaux en 2013⁴⁵. Si le quintuplement des livraisons de chaleur renouvelable s'accompagnera d'une diminution des consommations en énergies fossiles, il y aura un besoin de combustible en semi-base et en pointe (les EnR&R étant mobilisées pour répondre aux demandes de base). Dans ce contexte, les solutions à haut rendement comme explicité ci-dessus sont à privilégier.

4.3.7 La chaleur de récupération

Recommandations / objectifs

- ⇒ Développer la récupération de chaleur fatale industrielle.
- ⇒ Valoriser l'énergie fatale des datacenters et la récupération de chaleur sur eaux usées.
- ⇒ Poursuivre l'amélioration de l'efficacité énergétique unités de valorisation énergétique, ainsi que le raccordement des unités d'incinération à des réseaux de chaleur.

Actions concrètes 2016-2017

- ⇒ Elargir le Fonds chaleur à la récupération de chaleur fatale.
- ⇒ Rendre obligatoires des analyses coûts-avantages individuelles pour étudier l'opportunité de valoriser la chaleur fatale industrielle par un réseau de chaleur.
- ⇒ Réaliser les audits énergétiques obligatoires pour les entreprises (hors PME).

Document de référence :

- ⇒ Etude « la chaleur fatale industrielle » - Mars 2015 – ADEME.

Principe

La chaleur de récupération, ou chaleur fatale, est la chaleur générée par un procédé qui n'en constitue pas la finalité première, et qui n'est pas récupérée⁴⁶. Les sources de chaleur fatale sont très diversifiées, il peut s'agir de sites de production industrielle, de bâtiments tertiaires d'autant plus émetteurs de chaleur qu'ils en sont fortement consommateurs (comme les hôpitaux), des datacen-

⁴⁵ Source enquête annuelle des réseaux de chaleur 2013- SNCU

⁴⁶ Ainsi, la chaleur issue de la 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 BOI 3-C-107n°32 du 8 mars 2007 sur les conditions d'application de la TVA réduite sur les livraisons d'énergie calorifique

ters, ou encore des sites d'élimination des déchets comme les unités de valorisation énergétiques des déchets, sous l'angle de leur partie non renouvelable⁴⁷ et les unités d'incinération des déchets autres que ménagers.

La valorisation de cette chaleur de récupération peut ensuite se faire sur le site lui-même pour des besoins propres (séchage, préchauffage, chauffage des locaux...), pour répondre à des besoins de chaleur d'entreprises situées à proximité (réseau entre deux entreprises) ou pour des besoins de chaleur d'un territoire (réseau de chaleur urbain) ou enfin pour la production d'électricité.

La quantité de chaleur de récupération actuellement valorisée est difficile à estimer, on peut cependant se baser sur l'enquête annuelle des réseaux de chaleur et de froid qui fait état en 2013 de 227GWh de chaleur de récupération industrielle véhiculée par les réseaux (soit 1% de la quantité totale de chaleur des réseaux). La quantité de chaleur issue des unités d'incinération est de 7400GWh (soit 25% de la quantité totale de chaleur des réseaux), mais cette part comprend à la fois la part renouvelable (50% de la part des déchets ménagers) et la part non renouvelable qui peut être considérée comme de la chaleur de récupération.

Principaux enjeux pour la filière

a) Exploiter le potentiel de développement de la filière dans le secteur de l'industrie. L'industrie représente 21% de la consommation d'énergie nationale. Le premier enjeu de l'industrie porte sur l'efficacité énergétique. Si l'effort est à poursuivre pour réduire les consommations, la valorisation des énergies fatales doit également être mise en œuvre. Une étude réalisée par l'ADEME⁴⁸ a permis d'estimer un potentiel de chaleur fatale de 51TWh en France, dont 20% du gisement situé à proximité de réseaux de chaleur existants. L'analyse coûts avantages rendue obligatoire par la réglementation⁴⁹ en application de la directive efficacité énergétique, permet d'étudier au cas par cas la possibilité et l'opportunité de valoriser la chaleur fatale industrielle. Il conviendra de lever deux freins au développement de la valorisation de la chaleur fatale, d'une part le coût encore élevé de l'investissement dans les équipements de récupération et de raccordement au réseau, et d'autre part la difficulté pour les industriels à s'engager sur une longue période de temps à fournir de la chaleur à un réseau.

b) Améliorer la performance des unités d'incinération de déchets. L'incinération représente aujourd'hui 33% du traitement des déchets. Il existe actuellement 126 installations en fonctionnement qui incinèrent 14 000 tonnes de déchets ménagers. En 2013, la production totale d'énergie issue des unités de valorisation énergétique s'est élevée à 12TWh, dont un tiers sous forme d'électricité et deux tiers sous forme de chaleur. 15% de cette chaleur est autoconsommée par les sites et 85% est exportée soit vers des réseaux de chaleur (85%) soit vers les sites industriels (15%)⁵⁰.

L'efficacité énergétique des sites peut progresser au travers de l'amélioration des rendements. Le raccordement de sites actuellement non raccordés pourra aussi se poursuivre. De plus, le plan national « déchets » 2020-2025 prévoit une réduction de 50% de la mise en stockage des déchets non dangereux. Le gisement des déchets à valoriser pourrait donc être à la hausse et générer des possibilités de récupération de chaleur fatale, moyennant l'adaptation des moyens de combustion, ce qui représente des investissements conséquents.

c) Exploiter de nouveaux gisements (datacenters, les eaux usées). Les datacenters constituent un autre exemple de potentiel inexploité. Les datacenters situés en région parisienne représentent plus de la moitié du parc français, ils constituent des quantités potentiellement importantes d'énergie mobilisable. Ainsi, l'ADEME Ile de France et la DRIEE ont lancé une étude visant à évaluer le gisement potentiel exploitable de chaleur fatale en Ile de France, et notamment la récupération de la chaleur issue des datacenters et des eaux usées. Un autre potentiel inexploité référencé dans le cadre des SRCAE vise la récupération de chaleur à partir d'eaux usées (eaux de lavage notamment, cuisine, salle de bain), grâce à l'installation d'échangeurs sur les connecteurs de réseaux d'assainissement, sous voirie ou au niveau des stations d'épuration. Dans les grandes aggloméra-

⁴⁷ La production d'énergie des unités de valorisation énergétique des déchets ménagers est considérée pour moitié comme renouvelable au titre de la directive sur les énergies renouvelables.

⁴⁸ La chaleur fatale industrielle – Connaître pour agir – 2015 - ADEME

⁴⁹ Décret du 14 novembre 2014 et arrêté du 9 décembre

⁵⁰ Source FEDENE

tions, avec présence de réseaux de chaleur, ces récupérations peuvent constituer des priorités pour le développement des énergies renouvelables et de récupération.

Objectifs

Les objectifs relatifs à la chaleur de récupération sont abordés dans la partie réseaux de chaleur et de froid puisqu'il s'agit d'un des principaux modes de valorisation. Le graphe ci-dessous reprend les perspectives de développement aux horizons de la PPE pour la valorisation de la chaleur fatale dans les réseaux, et la valorisation de la chaleur issue des UVE (part renouvelable et part récupérable confondues), au regard de l'ensemble de la chaleur renouvelable et de récupération livrée par les réseaux :

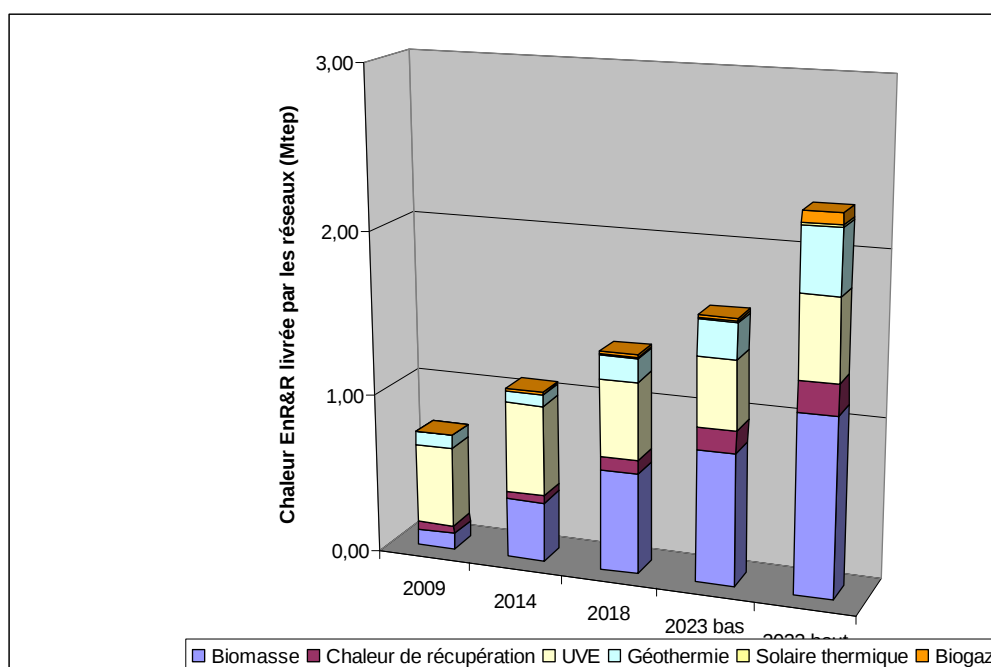


Figure 28 : Perspectives de développement pour la chaleur renouvelable et de récupération livrée par les réseaux

5 L'équilibre demande et offre de biomasse

Recommandations

- ⇒ Mobiliser davantage les ressources en biomasse dans le respect d'une gestion durable des zones forestières et agricoles, et dans le respect de critères de durabilité, en articulation avec la stratégie nationale de mobilisation de la biomasse et le programme national forêt-bois.
- ⇒ Reconnaître le principe de priorisation des usages du bois en fonction de leur efficacité, en favorisant l'utilisation du bois comme matériau, puis en termes de bois-énergie la production de chaleur par rapport à la production d'électricité.

Actions concrètes 2016-2017

- ⇒ Pérenniser les appels à manifestation d'intérêt Dynamic Bois en faveur de la mobilisation de la biomasse, et mettre en œuvre les projets lauréats des deux premiers AMI : les 43 lauréats vont permettre d'alimenter en partie les chaufferies soutenues par le Fonds chaleur à hauteur de 3 millions de tonnes et d'améliorer la qualité des peuplements sur près de 40 000 ha.

- ⇒ **Publier le Programme national forêt-bois en 2016 et les programmes régionaux 2 ans après le PNFB.**
- ⇒ **Publier la stratégie nationale de mobilisation de la biomasse en 2016 et les schémas régionaux de biomasse 18 mois après la promulgation de la loi de transition énergétique pour la croissance verte.**

Le tableau ci-après synthétise les estimations des besoins en biomasse à l'horizon 2018 et à l'horizon 2023. Concernant ce dernier horizon et conformément aux exigences de la loi, compte tenu de la prise en compte des incertitudes tant économiques que techniques, une option haute de développement et une option basse sont proposées.

	2014	2018	2023 variante	2023 référence
Consommation de biomasse pour les appareils au bois (Mtep)	7,3	7,4	7,4	7,4
- Consommation finale de chaleur appareils au bois (Mtep)	7,3	7,4	7,4	7,4
Consommation de biomasse pour le collectif et l'industrie (Mtep)	3,25	4,38	5,18	6,00
- Consommation finale de chaleur collectif et industrie (Mtep)	3,0	4,0	4,7	5,5
Consommation de biomasse pour la cogénération (Mtep)	0,83	1,26	1,79	2,32
- Consommation finale de chaleur cogénération biomasse (Mtep)	0,41	0,62	0,89	1,15
- Consommation finale d'électricité cogénération biomasse (Mtep)	0,21	0,31	0,45	0,58
Total consommation de biomasse solide (hors UIOM) pour la chaleur	11,4	13,0	14,4	15,7
- Total de consommation finale de chaleur à partir de biomasse (Mtep)	10,66	12	13	14
- Total de consommation finale d'électricité à partir de biomasse (Mtep)	0,21	0,31	0,45	0,58
Croissance par rapport à 2014		+1,7	+3,0	+4,3

Tableau 7. Estimation des besoins en biomasse (en millions de tep)

Il ressort du tableau ci-dessus une croissance attendue de la consommation de biomasse de 1,7 million de tep en 2018 par rapport à 2014 et une croissance comprise entre 3 millions de tep et 4,3 millions en 2023 par rapport à 2014.

La ressource française potentielle en biomasse est importante. En effet, seule la moitié de l'accroissement forestier annuel est par exemple récoltée. Le développement des besoins combiné à une ressource potentiellement importante implique de définir les modalités de la mobilisation de cette dernière.

A cette fin, la stratégie nationale de mobilisation de la biomasse (SNMB) a pour objectif de disposer d'une vision stratégique sur la biomasse potentiellement disponible, et sur les mesures à mettre en œuvre pour mieux la mobiliser, afin de permettre l'approvisionnement de l'ensemble des filières et de prévenir les risques de tensions sur la ressource. La SNMB présentera ainsi le volume de biomasse disponible au niveau national pour répondre aux besoins des différentes filières et le cas échéant, le volume d'importations à prévoir pour compléter les sources d'approvisionnement nationales.

Elle rappellera l'objectif de mobilisation supplémentaire de bois annoncé dans le Programme national bois-forêt qui découle de la loi du 13 octobre 2014 d'avenir pour l'agriculture, l'alimentation et la forêt et qui précise les orientations de la politique forestière pour une durée maximale de dix ans.

La stratégie nationale de mobilisation de la biomasse précisera les potentiels mobilisables et les bonnes pratiques en matière de mobilisation de la biomasse (points de vigilance sur aspects environnementaux, faisabilité, etc.).