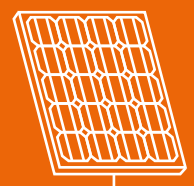
6e édition

# LE BAROMÈTRE 2015 DES ÉNERGIES RENOUVELABLES ÉLECTRIQUES EN FRANCE

Observ'ER



***Ce baromètre a été réalisé et édité par Observ'ER.***
***Il est téléchargeable en format PDF sur :***
***• www.energies-renouvelables.org***
***• www.fnccr.asso.fr***

Observ'ER

*Directeur de la publication :* ***Vincent Jacques le Seigneur***
*Rédactrice en chef :* ***Annabelle Decombe***
*Directrice adjointe :* ***Diane Lescot***
*Rédacteurs :* ***Julien Courtel, Aude Richard, Géraldine Houot et Juliette Talpin*** *sous la direction de* ***Frédéric Tuillé****, responsable des études*
*Responsable des produits éditoriaux :* ***Romain David***
*Secrétaire de rédaction :* ***Cécile Bernard***
*Conception graphique :* ***Lucie Baratte****/kaleidoscopeye.com*
*Réalisation graphique :* ***Alice Guillier***

*Le contenu de cette publication n'engage que la responsabilité d'Observ'ER et ne représente pas l'opinion de la FNCCR. Celle-ci n'est pas responsable de l'usage qui pourrait être fait des informations qui y figurent.*

***Un ouvrage réalisé en partenariat avec la FNCCR.***

FNCCR
SERVICES PUBLICS LOCAUX DE L'ÉNERGIE, DE L'EAU, DE L'ENVIRONNEMENT ET DES E-COMMUNICATIONS

# SOMMAIRE


AVANT-PROPOS 2

ÉDITO 3

LES FILIÈRES RENOUVELABLES 5

ÉOLIEN 13

PHOTOVOLTAÏQUE 27

HYDRAULIQUE 43

BIOMASSE SOLIDE 57

BIOGAZ 69

DÉCHETS URBAINS RENOUVELABLES 79

GÉOTHERMIE 91

ÉNERGIES MARINES RENOUVELABLES 103

SOLAIRE THERMODYNAMIQUE 117

CONCLUSION 126

PANORAMA RÉGIONAL DES FILIÈRES RENOUVELABLES ÉLECTRIQUES EN FRANCE 129

LES SCHÉMAS RÉGIONAUX CLIMAT AIR ÉNERGIE (SRCAE) ET LES SCHÉMAS RÉGIONAUX DE RACCORDEMENT AUX RÉSEAUX DES ÉNERGIES RENOUVELABLES (S3REnR) 137

LES RÉGIONS À LA LOUPE 143

LISTE DES SOURCES UTILISÉES 162

**Pour la sixième année, Observ'ER réalise son baromètre des énergies renouvelables électriques en France. Toutes les filières de production sont analysées à travers un ensemble d'indicateurs énergétiques, socio-économiques et industriels.**

Pour chacun des secteurs étudiés, ce baromètre propose une lecture dynamique de leur développement récent à la lumière des objectifs de puissance et/ou de production supplémentaires à mettre en œuvre au cours des années à venir.

L'ensemble de ces éléments constitue un panorama complet et actualisé de l'état de structuration des secteurs électriques renouvelables en France.

Ce baromètre est disponible en format électronique et il est téléchargeable sur les sites d'Observ'ER et de la FNCCR.

## *Note méthodologique*

### *Source des données*

***Ce baromètre propose un ensemble d'indicateurs relatifs à la production d'électricité ainsi qu'aux parcs de production de source renouvelable en France.***

***Les indicateurs de puissance installée sont issus des données du SOeS (Service de l'observation et des statistiques), de ERDF (Électricité réseau distribution France pour la partie continentale) et EDF SEI (EDF Systèmes énergétiques insulaires). Les données de production d'électricité sont basées sur les chiffres du SOeS et du RTE.***

***Pour les filières éolienne et photovoltaïque, le détail des parcs est disponible dans "l'Atlas de l'éolien 2014" (cf.*** Le Journal de l'Éolien ***n° 17) et dans "l'Atlas du photovoltaïque 2014" (cf.*** Le Journal du Photovoltaïque n° 14), réalisés par Observ'ER en 2015.

***Les indicateurs socio-économiques d'emploi et de chiffre d'affaires sont issus de l'étude diffusée par l'Ademe en 2015 : "Marchés, emplois et enjeu énergétique des activités liées à l'amélioration de l'efficacité énergétique et aux énergies renouvelables".***

***Les informations publiées dans ce baromètre sont basées sur des données arrêtées à la date du 30 septembre 2015. Les indicateurs repris dans ce travail sont soumis à des consolidations par les organismes qui les élaborent et les diffusent, ils peuvent donc être soumis à correction.***

### *Règle du secret statistique*

***La publication de données statistiques de l'électricité est soumise à un encadrement juridique national et européen. Des règles définissent les informations commercialement sensibles, soumises au secret statistique. Afin de respecter ces règles, les gestionnaires de réseau ne publient que des données agrégées. Pour être rendue publique, une donnée agrégée doit concerner a minima trois acteurs, et aucun des acteurs ne doit représenter plus de 85 % de la donnée.***



# AVANT-PROPOS

C'est de nouveau avec un grand plaisir que la FNCCR s'associe pour la seconde année au baromètre des énergies renouvelables édité par Observ'ER. L'observatoire que constitue cette enquête sur les énergies renouvelables électriques est précieux au positionnement des acteurs, et notamment aux collectivités adhérentes de la FNCCR que sont les grandes autorités organisatrices ou les collectivités compétentes en matière d'énergie (syndicats d'énergie, métropoles, conseils régionaux…).

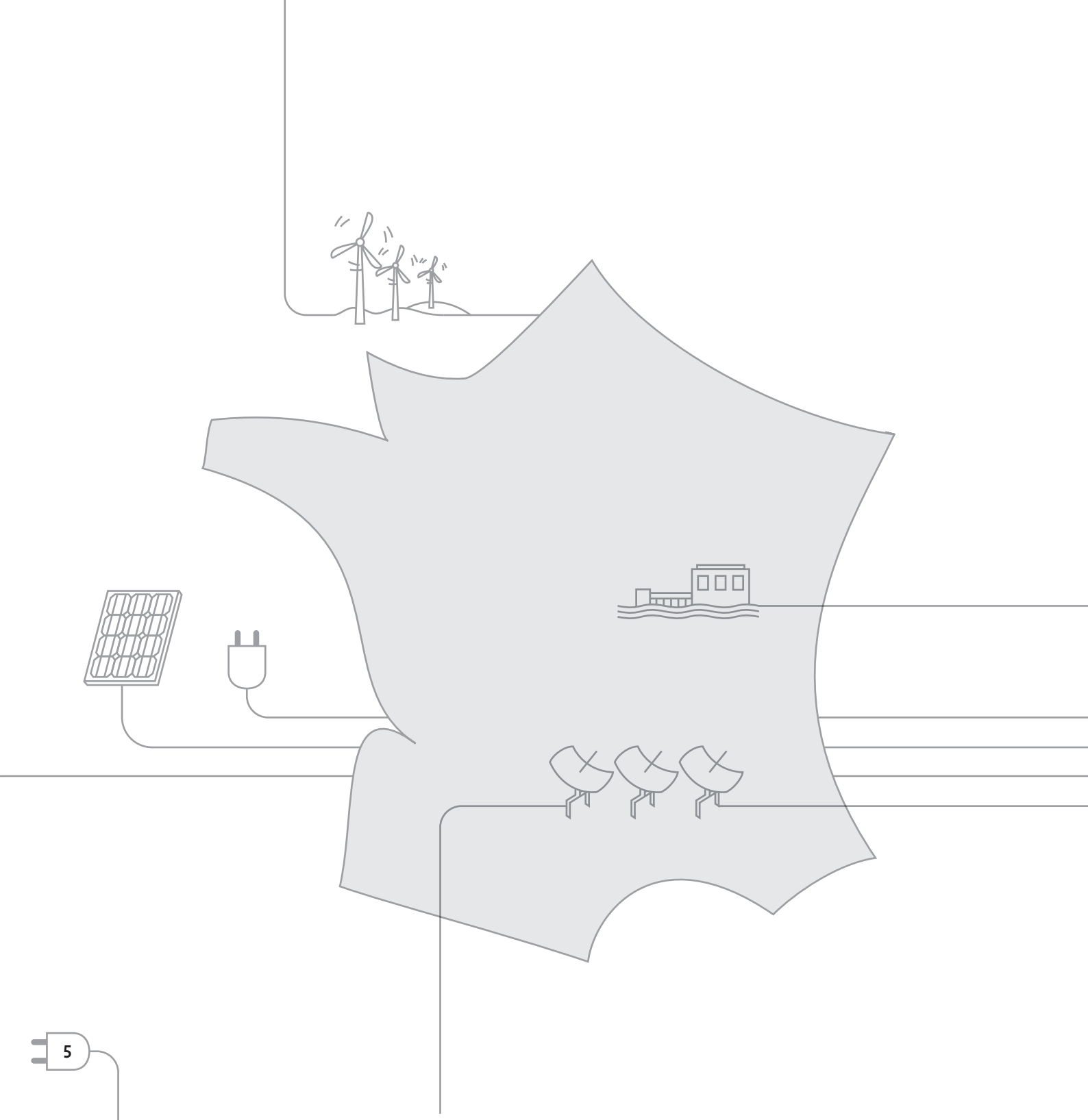
L'année 2015 a été ponctuée d'importants rendez-vous en faveur du climat et de la transition énergétique. Tout d'abord, les débats parlementaires concernant la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte et la loi portant nouvelle organisation territoriale de la république ont animé le premier semestre. Ensuite, des objectifs ambitieux ont été votés pour le développement des énergies renouvelables mais aussi pour développer l'efficacité énergétique, pendant essentiel du développement des renouvelables. Enfin, la COP21 a clôturé l'année en mettant les gouvernements du monde entier autour de la table pour entériner un seuil à 1,5 °C de réchauffement qu'il faudrait ne pas dépasser.

L'année 2016 doit donc être celle de la massification des projets de transition énergétique. De nombreuses actions sont déjà entreprises par les collectivités, mais l'atteinte des objectifs sera conditionnée à une montée en puissance de tous ces projets. La mutualisation technique et financière offerte par les grandes collectivités telles que les syndicats d'énergie ou les métropoles sera un point de passage incontournable pour que les collectivités de toutes tailles puissent prendre leur part de cette transition. La coordination des différents réseaux (électricité, gaz, chaleur) et des projets de territoire sera facilitée par les commissions consultatives organisées par les syndicats d'énergie avec les établissements publics de coopération intercommunale à fiscalité propre du territoire. Dans le contexte de contrainte budgétaire actuel, des dispositifs tels que celui des sociétés d'économie mixte (SEM) viendront concrétiser des partenariats avec des acteurs locaux et garantir des retours financiers aux collectivités qui auront investi dans les énergies renouvelables.

Le précédent baromètre mettait en avant les différences entre les objectifs locaux et les objectifs nationaux. En tant qu'association de collectivités territoriales et partie prenante dans la Programmation pluriannuelle des énergies, la FNCCR prône qu'un juste milieu soit trouvé entre potentiels locaux et feuille de route nationale. C'est bien avec une volonté commune de tous les acteurs que les objectifs pourront être atteints et ainsi, j'espère que le baromètre viendra confirmer dès les prochaines éditions que nous sommes sur la bonne voie. Je vous souhaite une bonne lecture de cette édition 2015.

***Xavier Pintat,***
*Sénateur de la Gironde, Président de la FNCCR*

# ÉDITO



5

# LES FILIÈRES RENOUVELABLES

# COMPLÉMENT DE RÉMUNÉRATION, UN NOUVEAU DISPOSITIF

**Depuis le 1er janvier 2016, la majeure partie des nouvelles installations renouvelables qui sont réalisées en France n'ont plus accès au dispositif de tarif d'achat qui soutenait les filières électriques depuis plus de dix ans. Comme en Allemagne ou au Royaume-Uni, c'est désormais le complément de rémunération qui devient l'outil de référence en France. Présentation du dispositif.**

*« L'Europe doit atteindre ses objectifs ambitieux en matière d'énergie et de climat au coût le moins élevé possible pour les contribuables et sans fausser indûment la concurrence au sein du marché unique (…). L'heure est venue pour les énergies renouvelables d'entrer sur le marché. »* C'est en ces termes que Joaquín Almunia, vice-président de la Commission européenne chargé de la politique de concurrence, s'est exprimé en avril 2014 pour définir les nouvelles lignes directrices relatives à la protection de l'environnement et à l'énergie au sein de l'Union européenne. Ces propos venaient alors confirmer une orientation que beaucoup voyaient venir depuis plusieurs mois : la fin programmée des tarifs d'achat pour l'ensemble des énergies renouvelables électriques. Depuis, les enjeux ont été clairement posés. Selon le texte européen, deux dispositions majeures sont demandées : remplacer progressivement les prix fixes d'achat par des primes d'achat, qui rendent les sources d'énergies renouvelables sensibles aux signaux du marché, et introduire des procédures de mise en concurrence pour l'octroi des aides publiques. Le tout devant être opérationnel pour le 1er janvier 2016.

Les États gardent toutefois une marge de manœuvre pour ne pas briser brutalement les dynamiques d'investissement existantes. La Commission acte "l'introduction progressive de procédures de mise en concurrence sur une petite partie de leurs nouvelles capacités de production d'électricité". Autre point important, les futurs dispositifs ne prévoient pas de rétroactivité sur les mesures de soutien accordées jusqu'ici, et épargnent les petites installations (moins de 500 KWc pour le photovoltaïque et moins de 3 MW pour l'éolien).

## Pour la France, un dispositif qui se dévoile peu à peu

En France, les bases du futur dispositif ont été posées dès 2014 par la ministre de l'Écologie Ségolène Royal. La fin de l'obligation d'achat garantie va déboucher sur la nécessité de vendre l'électricité renouvelable en direct sur les marchés long et court termes (la référence étant l'EPEX SPOT SE) avec un filet de sécurité appelé "complément de



**Observ'ER**
Le Baromètre 2015
des énergies renouvelables
électriques en France

rémunération". Ce mécanisme a été annoncé comme une prime "ex post[1]" versée dans la phase d'exploitation du projet, sous la forme d'une rémunération à périodicité régulière. Calqué sur le modèle allemand ou sur le "contract for difference" britannique, ce système assure finalement au producteur un tarif minimal tout en gardant un côté incitatif car l'exploitant aura tout intérêt à produire lorsque les prix seront élevés. Il gagnera davantage d'argent si le prix moyen auquel il a vendu son électricité est supérieur au prix moyen du marché.

En septembre 2015, la réforme a pris un tour plus concret avec la parution d'un projet de décret. Issu des travaux de la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) et des arbitrages ministériels, ce texte définit les conditions du complément de rémunération et trace les nouvelles frontières de ce qui reste sous obligation d'achat (Titre II). Le nouveau mécanisme marché + prime va s'appliquer à pratiquement toutes les filières EnR : hydraulique, photovoltaïque, incinération d'ordures ménagères, biogaz et géothermie. Il peut aussi être adopté par les installations existantes lorsque l'arrêté tarifaire le prévoit ou lorsque le contrat d'achat arrive à échéance. Restent sous le régime d'obligation d'achat : les installations hydrauliques métropolitaines continentales d'une puissance inférieure à 500 kilowatts (12 MW pour la Corse), les installations photovoltaïques de moins de 100 kWc, et les centrales biogaz métropolitaines continentales d'une puissance inférieure à 500 kilowatts (sans limite de puissance dans les Dom et la Corse). L'éolien, dans un premier temps, est exonéré de la réforme pour encore huit ans et demi, car le régime des subventions françaises a été notifié à la Commission européenne juste avant que les nouvelles directives européennes ne soient adoptées. Il est néanmoins probable que l'éolien français rejoigne le nouveau mécanisme (tarif de marché mais aussi appels d'offres) d'ici deux à cinq ans et ne reste pas une exception au sein des filières EnR en Europe.

Comme le permet la Commission européenne, le nouveau mécanisme de soutien ne va s'appliquer qu'aux sites réalisés à partir du 1er janvier 2016. Il n'y aura aucun effet rétroactif sur les projets déjà existants. Il y aura donc une cohabitation de deux dispositifs de soutien. Par ailleurs, les installations existantes pourront, si elles le souhaitent, demander une rupture anticipée de leur contrat d'achat pour basculer vers une formule de complément de rémunération.

## À GUICHET OUVERT OU PAR APPEL D'OFFRES

Même sous le régime du complément de rémunération, tous ne seront pas logés à la même enseigne. Pour certains secteurs, la conclusion d'un contrat de complément de rémunération pourra se faire directement auprès de l'acheteur obligé (EDF ou les entreprises locales de distribution). Pour d'autres, il faudra forcément en passer par une procédure d'appel d'offres. Le producteur n'aura donc pas le choix et devra s'engager dans la voie qui lui sera assignée. Parmi les installations pouvant prétendre à un complément de rémunération à "guichet ouvert" (sans procédure d'appel d'offres), on trouve les sites hydroélectriques d'une puissance comprise entre 500 kW et 1 MW, certaines installations d'incinération de déchets, une partie des centrales biogaz (méthanisation

*1. Au contraire d'une prime "ex ante", versée au démarrage d'un projet.*

### *L'acheteur de dernier recours sera là !*

***Un autre motif d'inquiétude a été levé durant l'été 2015. Le principe d'un acheteur de dernier recours a été acté dans un amendement (Titre V, article 23) adopté en toute dernière lecture du projet de loi sur la transition énergétique à l'Assemblée nationale. Le mécanisme est présenté par le SER comme "un filet de sécurité notamment utile pour pouvoir fournir un* worst-case scenario *aux banques et ainsi faciliter les conditions de financement et la concurrence entre les agrégateurs". Ce principe existe déjà en Allemagne et en Grande-Bretagne, deux pays européens qui ont adopté des dispositifs de complément de rémunération.***

***Si le principe est retenu par la DGEC, il faudra attendre quelques mois avant de connaître le profil de ce ou ces acteurs capables d'acheter la production, moyennant décote, lorsqu'elle ne trouve pas preneur. En Grande-Bretagne, ce rôle a été dévolu à un groupe de six énergéticiens qui doivent chacun fournir plus de 6 % de la production électrique du pays. En Allemagne, la fonction est assurée par les gestionnaires régionaux de réseau. Ces acheteurs de dernier recours pratiquent tous une décote de 20 %, apparemment suffisante pour qu'il n'y ait pas d'intérêt économique à emprunter cette voie.***

d'eaux usées ou stockage de déchets non dangereux) et les sites géothermiques. Pour les autres segments renouvelables, ils relèveront d'appels d'offres. C'est notamment le cas du photovoltaïque à partir de 500 kWc. Il sera alors important que ces appels d'offres soient réguliers et programmés de longue date pour donner le maximum de visibilité aux professionnels.

Le dispositif français s'est encore un peu plus précisé fin octobre avec les premiers projets d'arrêtés tarifaires. Ils concernent la géothermie, le biogaz et les incinérateurs de déchets ménagers. La satisfaction a été de voir une formule de calcul du complément plus simple que celle figurant dans le projet de décret. Par ailleurs, le montant de la prime de gestion a été fixé à 2 € par MWh. Ces textes devaient être soumis au Conseil supérieur de l'énergie ainsi qu'à la Commission de régulation de l'énergie pour ensuite faire l'objet d'une notification à la Commission européenne. Le ***tableau n° 1*** présente une synthèse des différents dispositifs de soutien qui s'appliquent aux nouveaux sites renouvelables en France depuis le 1er janvier 2016.

## De nouvelles incertitudes à gérer mais également des opportunités d'activités

Sur plusieurs aspects, le nouveau mécanisme de soutien est comparable à celui des obligations d'achat. Il se matérialise par un contrat entre EDF et un producteur qui a une durée de validité de 15 à 20 ans selon les filières. Il est d'ailleurs prévu que les sommes versées dans le cadre de ces compléments soient inscrites au fonds CSPE (Contribution au service public de l'électricité). Il y a cependant des éléments nouveaux qui sont introduits dans l'équation et qui sont autant d'incertitudes à

## Tabl. n° 1

***Synthèse des dispositifs d'aide pour les nouveaux sites renouvelables français à partir du 1er janvier 2016***

*Source : Observ'ER 2015*

| | CR sur appel d'offres | CR à guichet ouvert | Tarifs d'achat garantis à guichet ouvert (sauf mention) |
|---|---|---|---|
| Biogaz | Sites de méthanisation (agricole, territoriale, d'ordures ménagères, etc.) de plus de 500 kW | Sites de type STEP et ISDND de plus de 500 kW | Sites de méthanisation en France continentale d'une puissance inférieure à 500 kW (sans limite de puissance dans les Dom et en Corse) |
| PV | Sites d'une puissance supérieure à 500 kWc | | Sites d'une puissance inférieure à 100 kWc<br>Sites d'une puissance comprise entre 100 et 500 kWc (sur appel d'offres) |
| Éolien | | | L'ensemble des nouveaux sites sans seuil de puissance |
| Incinération | | Sites d'incinération de déchets urbains renouvelables en métropole continentale d'une puissance supérieure à 500 kW | Sites d'incinération de déchets urbains renouvelables d'une puissance inférieure à 500 kW (sans limite de puissance dans les Dom et en Corse) |
| Hydraulique | Installations hydrauliques en métropole continentale d'une puissance supérieure à 1 MW | Installations hydrauliques en métropole continentale d'une puissance comprise entre 500 kW et 1 MW | Installations hydrauliques métropolitaines continentales d'une puissance inférieure à 500 kW (12 MW pour la Corse) |
| Géothermie | | Sites de production d'électricité à partir de géothermie en métropole continentale de plus de 500 kW | |
| Biomasse solide | Sites sélectionnés dans le cadre des appels d'offres de la CRE | | |
| EMR | | | L'ensemble des nouveaux sites sans seuil de puissance |
| Solaire thermodynamique | Sites sélectionnés dans le cadre des appels d'offres de la CRE | | |

gérer pour les producteurs. Les acteurs vont devoir désormais composer avec la volatilité des prix de l'électricité et l'intégration des marchés de capacités.

À cause de ces aléas, les professionnels craignent de voir une modification de l'attitude des financeurs. Comment vont réagir les banques qui ont mis des années

avant d'être plus ou moins à l'aise selon les filières avec le dispositif des tarifs d'achat ? Une augmentation des taux d'intérêt des emprunts aurait des conséquences lourdes sur la rentabilité des réalisations. Ce phénomène impacterait alors surtout les PME et serait moins ressenti par les gros opérateurs. Cependant, la montée en puissance du marché dans l'univers des EnR peut également être synonyme d'opportunité. Dans ce nouveau contexte, l'optimisation des projets sera davantage recherchée afin de pouvoir bénéficier des meilleures conditions de vente de l'électricité sur les marchés. Cet impératif peut aussi être un aiguillon et stimuler la R&D sur les technologies de stockage, devenues encore plus stratégiques : en permettant de vendre au moment opportun, celles-ci réduiront les incertitudes évoquées plus haut.

Autre champ d'activité qui sera appelé à se développer, celui des agrégateurs. Sur le marché de l'électricité, leur rôle est celui d'un intermédiaire professionnel qui fédère sous son nom un groupe d'acteurs qui cherchent soit à acheter, soit à vendre de l'énergie en commun pour profiter ainsi d'un meilleur prix. En matière d'énergie renouvelable, l'activité d'agrégation est délicate car elle doit à la fois bien combiner les diverses sources afin que leur foisonnement constitue une offre globale régulière, et bien évaluer la consommation pour pouvoir vendre les kilowattheures verts au meilleur moment. Dans le schéma du complément de rémunération, un agrégateur peut être un partenaire utile pour des petits producteurs EnR qui n'ont pas l'expérience du marché.

En France, ces profils sont apparus en 2012 avec la fin des contrats d'achat de la petite hydroélectricité. Aujourd'hui, les agrégateurs français gèrent 1 GW de capacité de production dont près de 600 MW viennent de l'hydroélectricité et environ 400 MW de l'incinération. Parmi les entreprises pionnières on peut citer Hydronext et la Compagnie nationale du Rhône (CNR). Sur le secteur du photovoltaïque, la société Sun'R prépare une offre spécifique qui intégrera une variabilité de la production plus grande que dans le cas de l'hydraulique. Il ne devrait cependant pas y avoir une ruée soudaine sur cette nouvelle activité. Les installations antérieures à 2016 restant sous obligation d'achat, et l'éolien n'étant pas concerné dans l'immédiat, la quantité d'électricité renouvelable disponible à l'achat pour les agrégateurs devrait croître progressivement au cours des années à venir.

## Une nouvelle ère pour les EnR électriques

Une nouvelle ère s'ouvre donc pour les énergies renouvelables électriques, comme le résume Claire Ingremeau, chargée de mission au Club Biogaz : « *La mise en place de ce mécanisme de façon quasi instantanée est un vrai challenge pour la filière. Les producteurs vont devoir vendre sur le marché de l'électricité (ou sous-traiter à des agrégateurs) et revoir leur façon de produire s'ils veulent s'adapter aux fluctuations du marché. Il s'agit donc d'acquérir de nouvelles compétences et de proposer de nouvelles prestations.* »

Pour 2016, le complément de rémunération devrait porter sur environ 1 GW de puissance, chiffre qui devrait correspondre dès l'an prochain aux nouvelles installations des segments de filières concernés. La diffusion sera progressive, mais l'important sera sur-



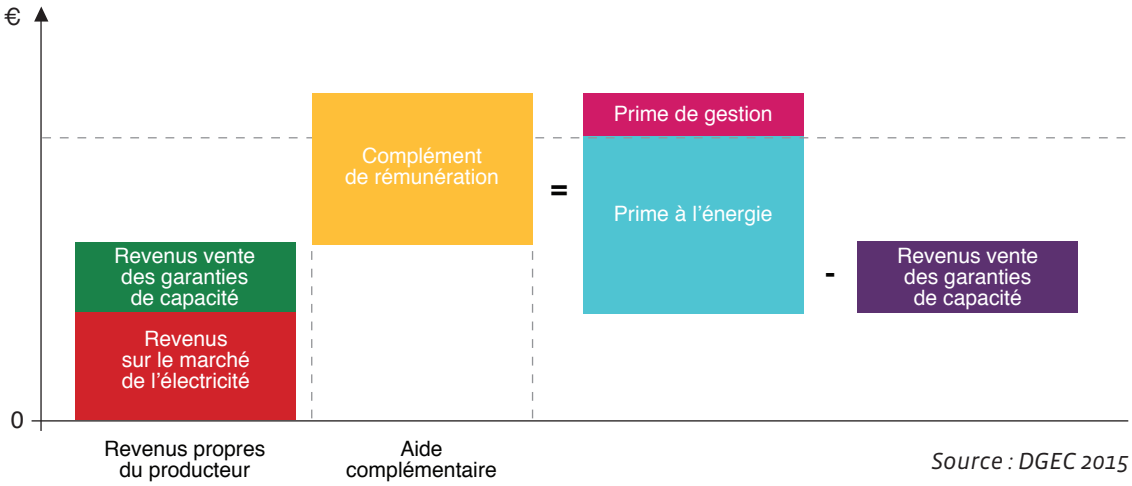
**Observ'ER**
Le Baromètre 2015
des énergies renouvelables
électriques en France

## *Le principe général de calcul du complément de rémunération*

***Pour une partie des filières soumises à un complément de rémunération sous le régime du guichet ouvert, les projets d'arrêtés tarifaires ont été publiés fin octobre 2015. Étaient concernés : la géothermie, le biogaz de décharge ou de STEP et les centrales d'incinération. Dans ces arrêtés, le complément de rémunération était présenté selon la formule suivante :***

***CR = (T – Mo + Pgestion) – Nbcapa.Prefcapa***

***Le complément de rémunération est composé d'une prime à l'énergie représentée par un tarif de référence (T dans la formule) établi pour chacune des filières. Assimilable aux tarifs d'obligation d'achat, ce tarif fixe le maximum du complément qui sera apporté aux producteurs. À cela on soustrait Mo, le prix de marché de référence qui est égal à la moyenne arithmétique sur l'année civile des prix spots horaires positifs ou nuls constatés sur la bourse de l'électricité EPEX SPOT SE pour la zone France.***



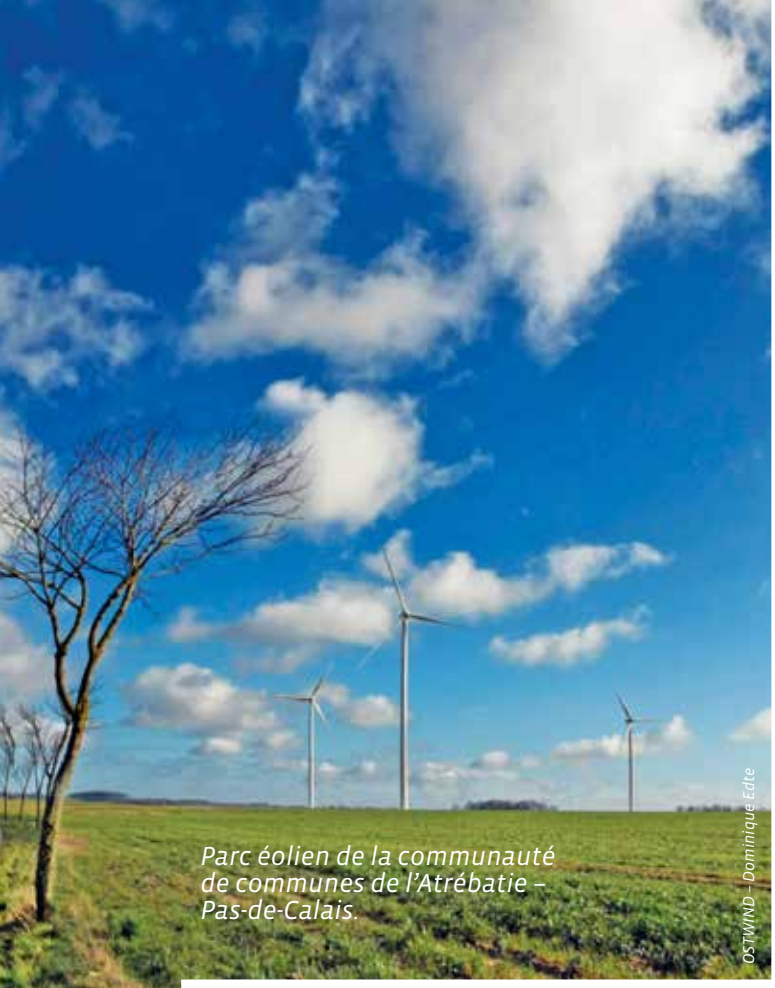

*Source : DGEC 2015*

***À cela s'ajoute une prime de gestion qui vise à couvrir les coûts de commercialisation des producteurs EnR pour vendre leur électricité sur le marché. Cela concerne notamment le coût d'intermédiaire qui a ses propres frais et qui ne reversera au producteur qu'une partie de la rémunération obtenue sur le marché. Dans les arrêtés d'octobre, cette prime de gestion pour les quatre filières est fixée à 2 €/MWh.***
***La dernière partie du complément est la prise en compte des éventuels revenus de vente des garanties de capacité (Nbcapa est le nombre normatif de garanties de capacité en MW et Prefcapa est le prix de marché de la capacité). Les producteurs peuvent vendre ces garanties aux fournisseurs d'énergie qui doivent prouver qu'ils détiennent des droits de réservation de puissance pour couvrir les pointes de consommation annuelles. Dernier point à noter, les tarifs de référence intègrent un mécanisme de dégressivité automatique. Le dispositif le plus simple est de 0,5 % par trimestre à compter du 1er juillet 2016 (ex. biogaz sur STEP et ISDND). D'autres sont plus complexes et tiennent compte de l'évolution de la puissance du parc national (géothermie).***

### *La Programmation pluriannuelle de l'énergie*

***La Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) est l'un des documents les plus importants venant accompagner la loi de transition énergétique pour la croissance verte (LTECV). Elle définit les orientations stratégiques énergétiques du pays en matière de sécurité d'approvisionnement, de maîtrise de la demande et de développement des EnR dans les secteurs du gaz, de l'électricité, de la chaleur et des carburants. Un document préparatoire de cette programmation a été présenté au comité de suivi de la loi le 19 novembre 2015. Pour les énergies renouvelables sont fixés des objectifs déclinés pour 2018 et 2023. L'objectif à terme est d'accompagner la France dans ces engagements européens à 2030, soit 32 % d'EnR dans sa consommation d'énergie finale totale (dont 40 % dans la partie électricité).***

tout de ne pas briser les dynamiques d'investissement en place tout en préservant la pluralité des acteurs opérant sur les différentes filières. Si les nouveaux mécanismes de soutien s'avèrent trop compliqués ou générateurs de trop d'incertitudes, ils menaceront à terme l'existence des entreprises de petite taille ou de taille intermédiaire, qui auront plus de difficultés à se financer. La richesse des renouvelables vient autant de la complémentarité des sources naturelles d'énergie que des profils de ses professionnels qui savent exploiter au mieux les multiples ressources de terrain. ●



Parc éolien de la communauté de communes de l'Atrébatie – Pas-de-Calais.

OSTWIND – Dominique Edte

**Après trois années de ralentissement (2011-2013), l'éolien français est à nouveau sur un bon rythme de développement. Les simplifications des procédures administratives et la sécurisation des tarifs ont redonné confiance aux acteurs d'un secteur qui continue de créer de l'emploi. Pourtant, des difficultés demeurent et les professionnels restent vigilants.**

# CHIFFRES CLÉS

***Puissance installée à fin septembre 2015***

**10 013 MW**

*Production électrique en 2014*

**17 243 GWh**

***Objectif PPE 2018***

**Scénario 1**

**14 300 MW**

**Scénario 2**

**15 000 MW**

*Objectif PPE 2023*

Scénario 1

**21 800 – 23 300 MW**

Scénario 2

**24 000 – 27 000 MW**

***Emplois directs dans la filière fin 2014***

**12 520**

*Chiffre d'affaires de la filière en 2014*

**2 620**
**millions d'euros**



# FILIÈRE ÉOLIENNE

**Observ'ER**
Le Baromètre 2015
des énergies renouvelables
électriques en France

### Une reprise confirmée en 2015

Les premiers signes de reprise apparus en 2014 se sont confirmés en 2015. L'année devrait se clôturer sur un volume de nouvelles capacités raccordées comparable avec celui des meilleures années de la filière. Selon les chiffres du service statistique du ministère de l'Environnement, le parc éolien terrestre français a atteint le seuil de 10 013 MW au 30 septembre 2015. La prolongation du rythme actuel jusqu'à la fin décembre devrait permettre à la filière d'afficher une activité annuelle de l'ordre de 1 200 MW, un chiffre proche du record de 2010.

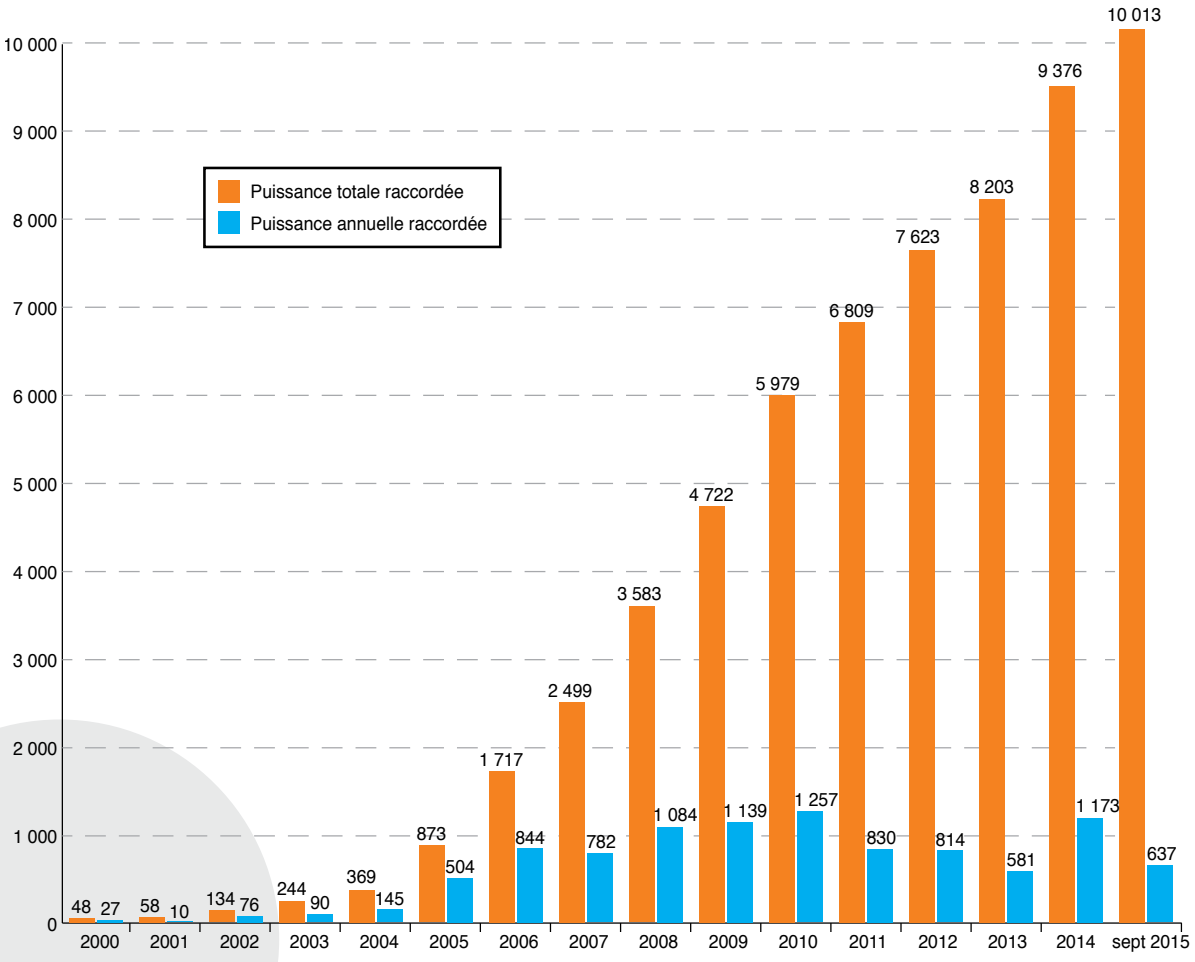
En 2014, la filière éolienne a produit 17 TWh, soit l'équivalent de la consommation domestique électrique (chauffage électrique compris) d'environ 6,89 millions de Français (11 % de la population nationale), contre 6,25 millions en 2013. Sur le premier semestre 2015, la production éolienne a atteint 10 TWh, soit une progression de 10 % par rapport au premier semestre 2014.

De plus, la France est un des marchés européens les plus actifs. Sur la base des chiffres de 2014, l'activité française est proche de

## Graph. n° 1

*Évolution de la puissance éolienne raccordée depuis 2000 en MW*

*Source : Observ'ER d'après données SOeS*



celle de pays comme la Suède (1 050 MW) ou le Royaume-Uni (1 265 MW) mais reste loin derrière l'Allemagne (6 187 MW). Ces positions peuvent cependant rapidement changer. L'Espagne, qui a longtemps été l'un des pays les plus actifs en Europe[1], a vu son marché national s'écrouler de près de 1 050 MW en 2012 à moins de 60 MW en 2014.

## L'éolien en région

Le passage de 22 à 13 régions administratives pour la France métropolitaine change un peu l'approche territoriale de la filière. En 2015, les nouvelles capacités raccordées ont été réparties de façon assez équilibrée sur la plupart des régions sauf pour le Grand est (Alsace/Champagne-Ardenne/Lorraine) et le nord du pays (Nord-Pas-de-Calais/Picardie). Ces deux régions, avec respectivement 177 et 173 MW de plus en 2015, ont représenté 55 % de la puissance supplémentaire de 2015. Par rapport au parc total, ce sont ces deux mêmes régions qui se trouvent en tête du classement français avec 47 % de la puissance raccordée. À l'inverse, trois régions métropolitaines possèdent 50 MW ou moins. Il s'agit des régions Provence-Alpes-Côte d'Azur, Île-de-France et Corse, qui sont des territoires qui n'ont pas été fusionnés au 1er janvier 2016.

La cartographie des sites illustre bien les spécificités des différents territoires. Dans la partie nord de la France, on trouve les régions qui ont les plus grosses capacités installées avec cependant des gisements inférieurs à ce que l'on peut trouver dans les régions de la partie sud du pays. Les régions ayant le meilleur ratio de production par MW installé sont celles du Bassin méditerranéen, mais compte tenu des contraintes environnementales et de la présence de zones montagneuses, les sites exploitables sont moins nombreux.

## Sécurisation des cadres réglementaire et économique

Le redressement opéré en 2014 et consolidé en 2015 est en bonne partie le fruit de démarches entamées dès 2012 pour simplifier le cadre réglementaire de la filière. Parmi les principales actions, l'adoption de la loi Brottes en 2013 a joué un rôle clé en supprimant les zones de développement éolien et en annulant le seuil de 5 mâts pour la construction d'un parc éolien. Par ailleurs, l'expérimentation de l'autorisation unique dans 7 régions, visant à accélérer le traitement des dossiers et à mieux encadrer les contentieux, a fluidifié le montage des projets. Ce permis délivre un feu vert commun à différentes démarches actuellement distinctes : autorisation au titre des installations classées, permis de construire, autorisation du code de l'énergie, mais aussi autorisation de défrichement et dérogation à l'interdiction de destruction des espèces protégées. Depuis le 1er novembre, l'expérimentation a été généralisée à l'ensemble du territoire métropolitain. Un bilan de l'expérience sera fait d'ici à 2017.

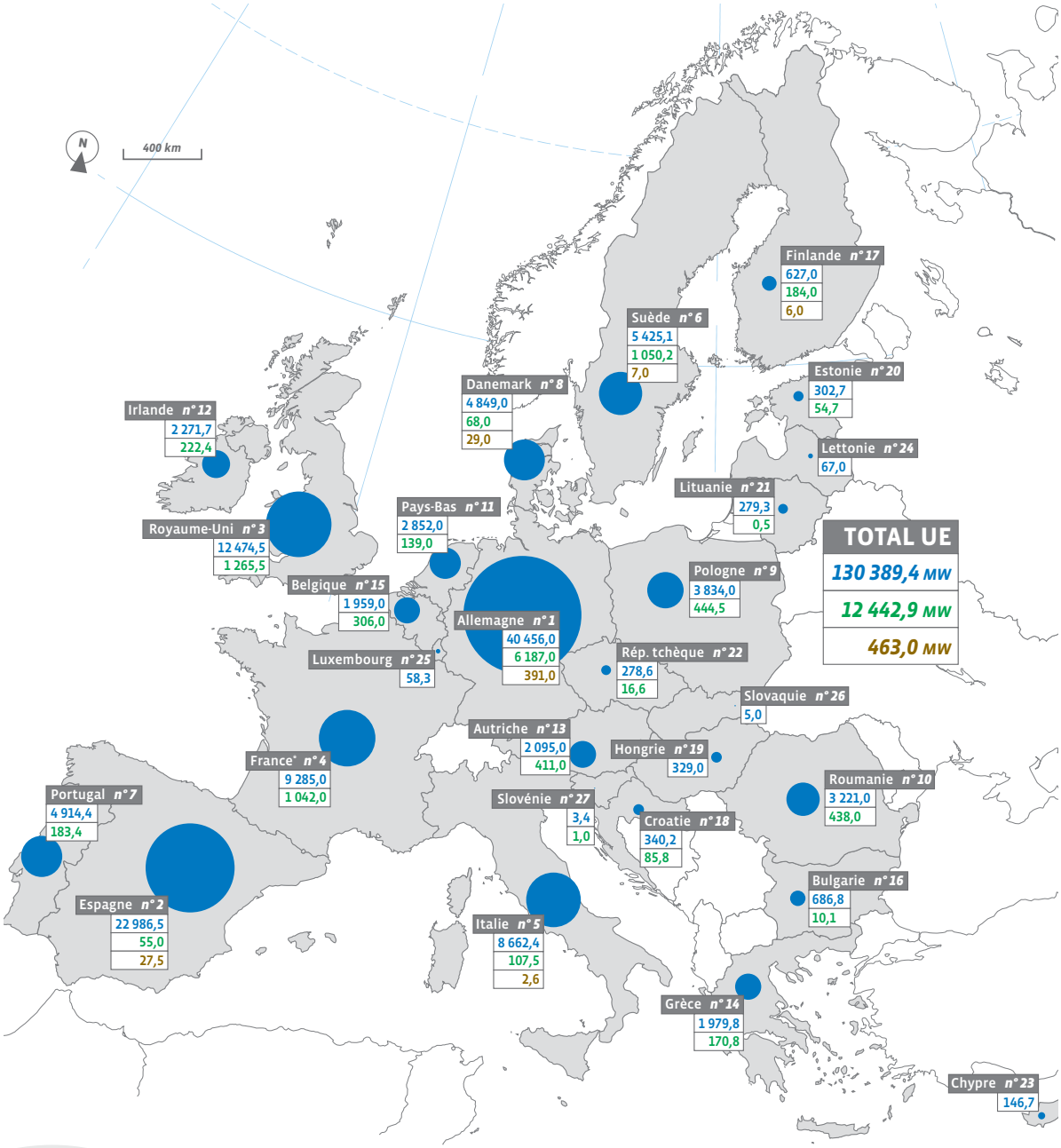
Un autre point a participé à la reprise de confiance des acteurs de la filière : la sécurisation juridique autour du devenir du tarif d'achat de l'électricité. Depuis l'annonce en avril 2014 de nouvelles directives européennes en matière d'aide d'État, la France était dans la nécessité de repenser son système de soutien aux filières renouvelables. Le nouveau dispositif de soutien aux filières électriques qui s'applique depuis le 1er janvier 2016 repose sur un complément de

1. *En 2009, le pays raccorde 2 460 MW de puissance supplémentaire et devance alors nettement l'Allemagne (1 916 MW).*

# Carte n° 1

## *Puissance éolienne installée dans l'Union européenne à fin 2014 (en MW)*

*Source : EurObserv'ER 2014*




**130 389,4** Puissance cumulée installée dans les pays de l'Union européenne à fin 2014 (en MW)

**12 442,9** Puissance installée durant l'année 2014 dans les pays de l'Union européenne (en MW)

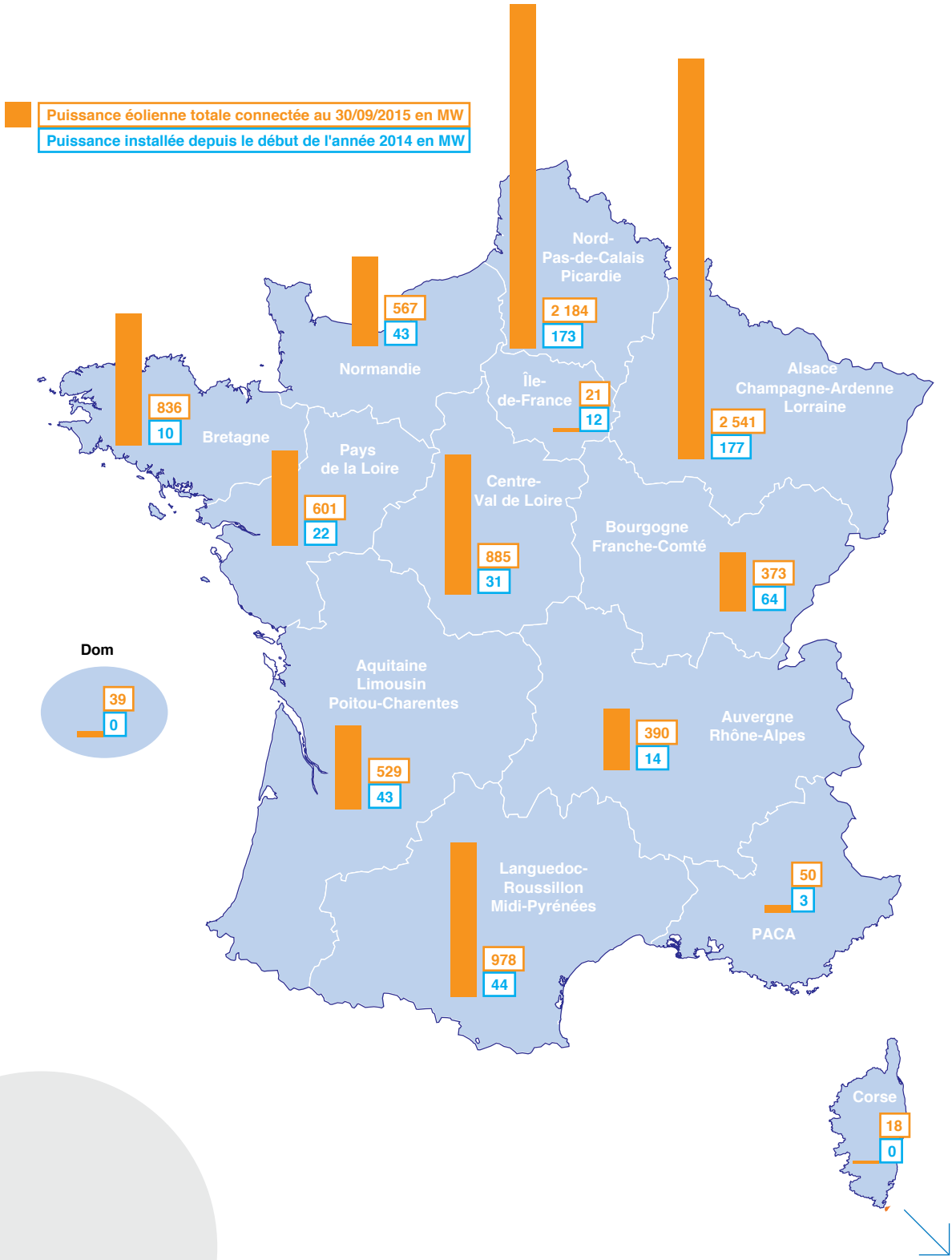
**463,0** Puissance mise hors service durant l'année 2014 (en MW)

**Départements d'outre-mer non inclus pour la France.*

# Carte n° 2

## *Cartographie de la filière éolienne en France à fin septembre 2015*

*Source : Observ'ER d'après chiffres SOeS 2015*



rémunération qui s'ajoute au prix obtenu par la vente de l'énergie sur le marché ***(voir page 6)***. La majorité des nouvelles installations qui seront mises en service à partir de 2016 relèveront de ce dispositif, à l'exception de l'éolien. La filière en sera effectivement exemptée pour une période qui peut aller jusqu'à 2023. Le régime des subventions françaises au secteur ayant été notifié à la Commission européenne juste avant que ses nouvelles directives ne soient adoptées, cela a donné un délai supplémentaire. Il est néanmoins probable que l'éolien français rejoigne le nouveau mécanisme (tarif de marché mais aussi appels d'offres) d'ici deux à cinq ans et ne reste pas une exception au sein des filières EnR en Europe. Le secteur gardera donc son tarif actuel

## *Conflit radar/éolienne, une nouvelle technologie de pale furtive en test dans les Pyrénées-Orientales*

***La cohabitation difficile entre les éoliennes et les radars est un sujet important pour la filière. Que ce soit avec les radars de Météo France ou avec ceux de l'armée, les éoliennes peuvent gêner leur bon fonctionnement en émettant des échos perturbateurs. Ces problèmes ne sont pas récents, mais si les années de cohabitation s'étaient déroulées sans trop de heurts, l'accroissement du parc national a changé quelque peu la situation. Météo France et l'armée française ont pris des positions plus radicales et font désormais jouer leur droit de véto au point de bloquer des volumes très significatifs de projets (entre 4 000 et 6 000 MW selon les deux syndicats de la filière). Un problème qui n'est d'ailleurs absolument pas l'apanage du territoire français puisque Vestas estime qu'en Europe 20 GW sont bloqués pour des raisons similaires. Une innovation technologique testée depuis l'été 2015 dans les Pyrénées-Orientales pourrait changer la donne. Les machines Vestas de ce site utilisent des pales "furtives" qui devraient réduire sensiblement leur empreinte sur les radars à proximité. Fabriquées en fibre de carbone plutôt qu'en fibre de verre, ces pales auraient des caractéristiques de matériau et de design qui rendraient un écho maximum de 70 m², contre 200 m² pour une éolienne classique. Les 40 derniers mètres du mât orientés vers le radar sont également recouverts de tuiles "furtives" afin d'éviter des échos incontrôlés. Le site de test est situé en deçà de la "distance de protection" habituelle de 30 kilomètres du radar météo d'Opoul. Si les résultats sont positifs, cela ne résoudra sans doute pas définitivement le conflit éolienne/radar (notamment avec les équipements militaires qui sont multifréquences et donc plus complexes à traiter), mais cela pourra permettre d'envisager des zones où les développeurs s'interdisaient jusqu'alors tout projet.***

***Cette innovation est le fruit d'une collaboration entamée en 2006 entre le fabricant danois Vestas et la société d'armement et de recherche militaire britannique QinetiQ, tous deux rejoint par EDF EN en 2010 sur le thème des pales furtives. Si les résultats sont significatifs, cela pourrait être un grand pas dans l'épineux dossier des radars.***

pour tous les nouveaux sites à venir, mais l'éolien testera tout de même les mécanismes du marché spot de l'électricité. En effet, les premiers sites éoliens français développés au tout début des années 2000 arrivent à échéance de leur contrat d'achat garanti de 15 ans. Ainsi, Hydronext, agrégateur et vendeur sur le marché spot de productions électriques décentralisées, détient depuis février 2015 son premier parc éolien en portefeuille. Ce petit site de quelques MW, situé dans la Somme, est arrivé à échéance du contrat d'achat subventionné qui le liait à EDF. Son avenir s'inscrit donc sur le marché spot de l'électricité. C'est le premier en France mais, à partir de 2016, une centaine de MW d'éolien devraient être dans une situation comparable, selon Philippe de Montalembert, président d'Hydronext.

## Une fluidification de l'activité qui doit encore être améliorée

Le développement de l'éolien n'est cependant pas dénué de difficultés. Pour Frédéric Lanoë, président du syndicat France Énergie Éolienne, si la loi Brottes a contribué à requalifier bon nombre de projets déclassés par l'ancienne règle des 5 mâts minimum, il y a encore beaucoup à faire pour simplifier le traitement administratif des dossiers : *« Nous recommandons la suppression du permis de construire qui dans le cadre du permis unique se recoupe beaucoup avec l'autorisation ICPE. Cela simplifierait les démarches sans diminuer l'encadrement de la filière. »* Autre axe de travail, celui des recours contre les sites. Sur ce point, la FEE souhaite la mise en place d'une cour administrative d'appel unique, qui réduirait les délais, comme c'est désormais le cas pour l'éolien offshore. Il est vrai que la filière fait face à une véritable "guérilla juridique" livrée par ses opposants. Les associations antiéoliennes ont clairement annoncé leurs intentions de déposer des recours sur 100 % des projets et il n'est pas toujours facile de démontrer juridiquement le caractère abusif de ces recours. Cela se traduit pas des tribunaux administratifs engorgés, des délais de procédures qui s'allongent et qui peuvent atteindre des années. Ce travail de sape peut faire reculer des investisseurs et fragilise la dynamique de l'éolien.

Autre obstacle au développement de l'éolien français, la difficulté de monter de nouveaux projets. Sur cette question, Frédéric Lanoë souhaite un travail en profondeur des SRCAE actuels : *« Dans la région Centre, par exemple, seulement 17 % du territoire est classé favorable. Une fois affinées les études d'impact et le repérage des gisements de vent, il ne reste plus grand-chose. Il faudra penser à améliorer ces schémas. »*

Les professionnels restent donc très vigilants. La filière souhaite conclure un pacte industriel avec le gouvernement en s'engageant sur davantage d'activité économique et plus de créations d'emploi en échange d'un soutien plus prononcé de la part des pouvoirs public pour mieux faire connaître la filière auprès de la population française ***(voir 3 questions à Frédéric Lanoë)***.

## Un secteur qui a créé des emplois en 2014

En octobre 2015, la FEE a présenté ses chiffres d'emploi et d'activité économique réalisés avec le cabinet de conseil Bearing Point. Le travail présente une photographie à fin 2014 de la structuration de l'emploi dans la filière éolienne avec un focus sur

### *Création d'une charte de bonnes pratiques*

***Pour éviter les affaires de soupçons de conflit d'intérêts entre les élus des collectivités, à la fois juges et partie, avec des développeurs éoliens, France Énergie Éolienne (FEE) et Amorce ont signé, le 2 octobre 2015, une charte de bonnes pratiques en faveur de projets éoliens territoriaux et concertés. L'objectif est d'associer les collectivités locales aux projets éoliens, le plus en amont possible.***
***En signant cette charte, la collectivité s'engage, entre autres, à s'assurer que si un élu détient un intérêt direct ou indirect sur le projet éolien (en particulier sur le foncier), celui-ci s'abstiendra de toute présence et de toute participation aux votes du conseil municipal. La collectivité doit également communiquer à la fois sur le projet éolien, sur les prestataires locaux et sur le "bilan" des éoliennes. De leur côté, les développeurs doivent étudier la possibilité d'une participation de la collectivité ou des citoyens au financement du parc et créer un projet d'accompagnement pour le public (parcours pédagogique, panneaux didactiques, table d'orientation, etc.). Pour Frédéric Lanoë, président de France Énergie Éolienne, « la signature de cette charte est un signal fort de la part de la filière éolienne et une réponse positive aux récents débats autour de l'acceptabilité de l'éolien pour aujourd'hui et pour les années à venir. Dans le contexte de la COP21, cette charte va dans ce sens et constitue une avancée concrète ».***

l'ancrage au sein des territoires. L'un des principaux constats est que la filière a créé de l'emploi en 2014, passant de 10 840 à 12 520 emplois équivalents temps plein, soit une augmentation de plus de 15 % .

Ces emplois sont répartis de façon équilibrée sur l'ensemble de la chaîne de valeur qui va de la fabrication des composants (mâts, rotors, systèmes de frein, pales, nacelles, composants électriques, électronique de puissance) à l'aménagement des sites ou à la connexion au réseau électrique. Par rapport à 2013, la FEE constate un glissement des emplois du domaine de l'étude et développement vers les activités industrielles telles que la fabrication de composants, l'ingénierie et la construction. Les effectifs de maintenance présentent également une croissance significative, en



## Tabl. n° 1

*Structuration de la filière éolienne française*

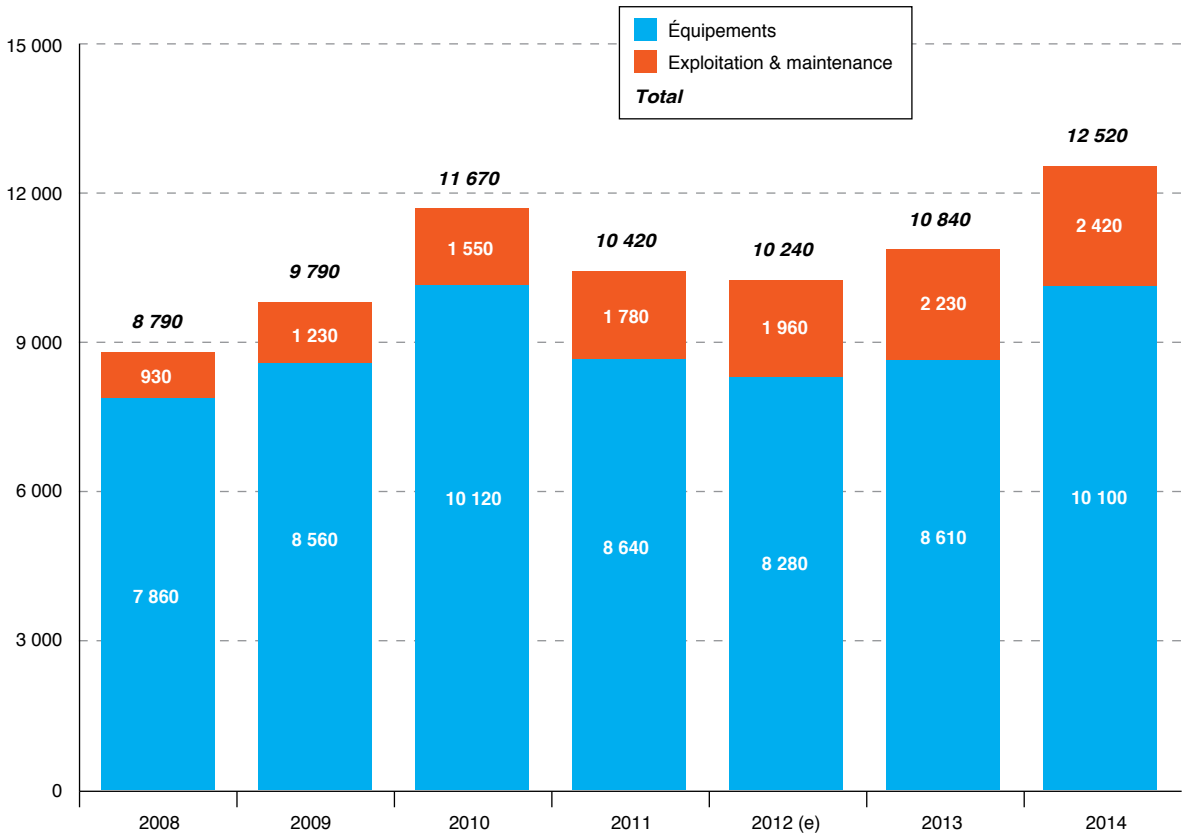
*Source : FEE - BearingPoint 2015*

| | Études et développement | Fabrication des composants | Ingénierie et construction | Exploitation et maintenance |
|---|---|---|---|---|
| Emplois | 3 020 | 3 520 | 3 560 | 2 420 |

## Graph. n° 2

***Nombre d'emplois directs en équivalent temps plein dans le secteur de l'éolien en France***

*Source : Ademe 2012 pour les données de 2008 à 2012. FEE - BearingPoint pour 2013 et 2014*




*(e) : estimé*

vue d'assurer le fonctionnement des parcs raccordés, eux-mêmes plus nombreux.

Le développement de la filière représente un levier de création d'emplois pour l'ensemble des régions. La ***carte n° 3*** propose une répartition régionale des emplois pour la France continentale.

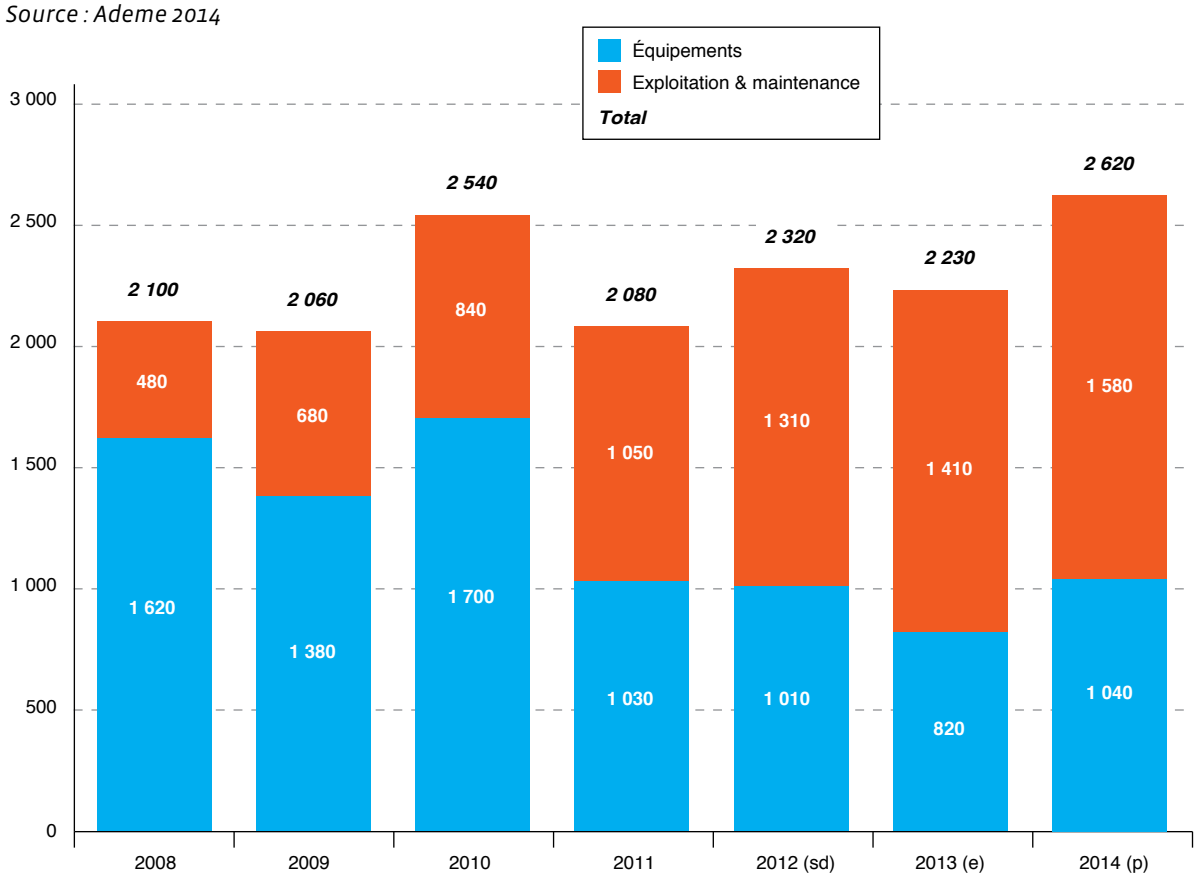
Les grands bassins traditionnels d'emplois (Île-de-France, Rhône-Alpes, nord de la France) regroupent environ près de 50 % des emplois. Le dynamisme économique des territoires explique l'implantation naturelle des acteurs de la filière. Le Bassin parisien occupe la première place, essentiellement en regroupant la plupart des sièges d'entreprises du secteur. En Rhône-Alpes/Auvergne, ce sont les activités industrielles de fabrication de composants qui sont les plus représentées (environ 45 % des emplois). Dans le nord du pays (Nord-Pas-de-Calais/Picardie), ce sont les activités d'ingénierie et d'exploitation des parcs qui pèsent le plus.

Pour répondre à cette offre croissante de postes, les formations doivent également se mettre au diapason et proposer de nouveaux cursus adaptés. En complément des formations initialement dédiées à un large spectre d'activités industrielles, des formations additionnelles sur l'éolien

## Graph. n° 3

*Chiffres d'affaires dans le secteur de l'éolien en France en millions d'euros*

*Source : Ademe 2014*




*(sd) : semi-définitif, (e) : estimé, (p) : prévisionnel*

ont été mises en place pour compléter le socle des savoirs fondamentaux. Elles se structurent sur des savoirs propres aux systèmes éoliens et peuvent parfois délivrer des certificats comme le BZEE[2], fortement valorisé par les constructeurs allemands. Ce certificat, initialement développé en Allemagne, est reconnu par de nombreuses entreprises françaises du secteur. En 2015, 8 établissements étaient agréés en France et proposaient des formations professionnelles, complémentaires d'initiatives locales après BTS industriel ou après expérience dans les énergies renouvelables. Certaines formations d'ingénieurs spécifiques sont recherchées par les recruteurs : les spécialités en acoustique, analyse du vent ou encore en expertise environnementale font partie des formations amenées à se développer.

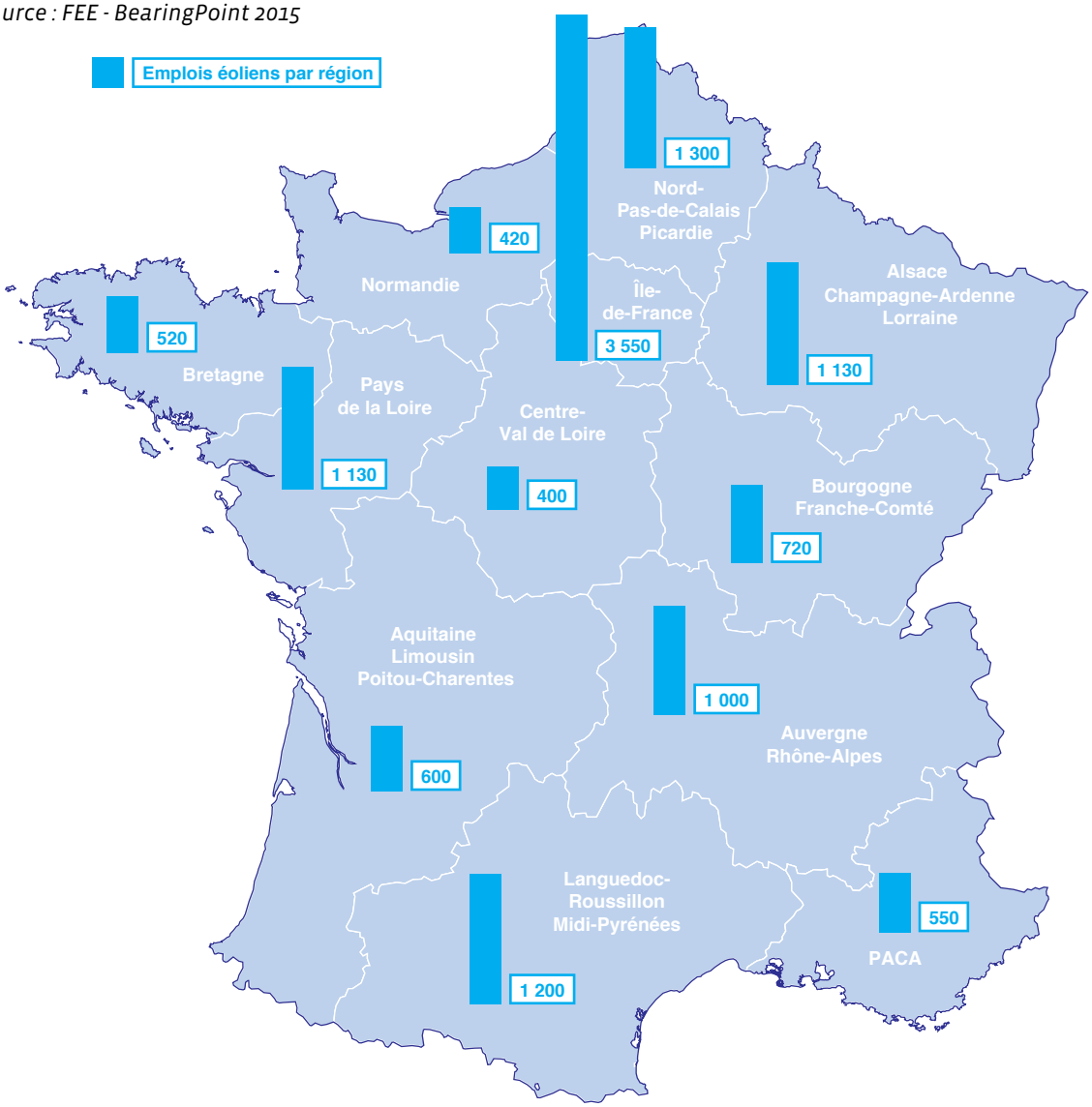
Les besoins de formations concernant la maintenance des machines vont également aller croissant du fait du développement du parc installé. Pour cela, une formation initiale sous la forme d'un BTS maintenance des systèmes avec une option éolien a été développée en France. Dix établissements

2. *Bildungszentrum für Erneuerbare Energien.*

## Carte n° 3

### *Répartition régionale de l'emploi éolien*

*Source : FEE - BearingPoint 2015*






ouverts en 2015 se sont installés près des fermes éoliennes avec l'objectif de diplômer 100 jeunes par an à partir de 2017.

**Quelques sites pour aller plus loin :**

- ✓ Les pages dédiées à la filière sur le site de l'Ademe : www.ademe.fr
- ✓ www.developpement-durable.gouv.fr/-Energie-eolienne
- ✓ www.enr.fr
- ✓ www.fee.asso.fr

# 3 QUESTIONS
## de l'Observatoire des énergies renouvelables

à **Frédéric Lanoë,**
président de France Énergie Éolienne

### 1 L'éolien a retrouvé une réelle dynamique depuis 2014. Le secteur peut-il atteindre les premiers objectifs à 2018 de la nouvelle PPE ?

*Les projets pour atteindre les objectifs à 2018 existent déjà et beaucoup sont dans les files d'attente ERDF pour leur raccordement. Pour nous, l'un des vrais sujets est justement la fluidification du traitement aval de ces dossiers. Il faut un vrai permis unique qui simplifie réellement les démarches et fasse gagner plus de temps. L'expérience actuelle ne fait qu'agglomérer des procédures existantes* ***(voir page 15)****. Il faut aller plus loin et supprimer le permis de construire qui se recoupe trop avec l'autorisation ICPE. Sur le traitement des recours, nous souhaitons la mise en place d'une cour administrative d'appel unique, comme c'est le cas sur l'éolien offshore, et la suppression de l'échelon tribunal administratif. Nous gagnerions alors en efficacité, mais sur ce point, nous n'avons pas encore été entendus par le gouvernement.*

### 2 Y a-t-il eu en 2015 des avancées sur le dossier de la cohabitation avec l'armée ?

*Beaucoup de réunions avaient été faites en 2014, notamment avec le ministère de la Défense, qui avaient conclu à une gestion au cas par cas des dossiers. Mais depuis, il est vrai qu'on n'a pas beaucoup avancé et il y a toujours autant de projets bloqués. Nous comprenons le contexte sécuritaire actuel qui est délicat, mais la loi sur la transition énergétique veut atteindre 2 GW de puissances nouvelles par an. Pour cela, il faut impérativement ouvrir les territoires, notamment PACA, la Lorraine et l'ouest de la France. Nous continuons à travailler avec l'armée pour évaluer les tolérances possibles zone par zone en tenant compte de toutes les innovations technologiques pour débloquer le plus de sites possibles.*

### 3 Que faut-il désormais à la filière pour consolider son développement ?

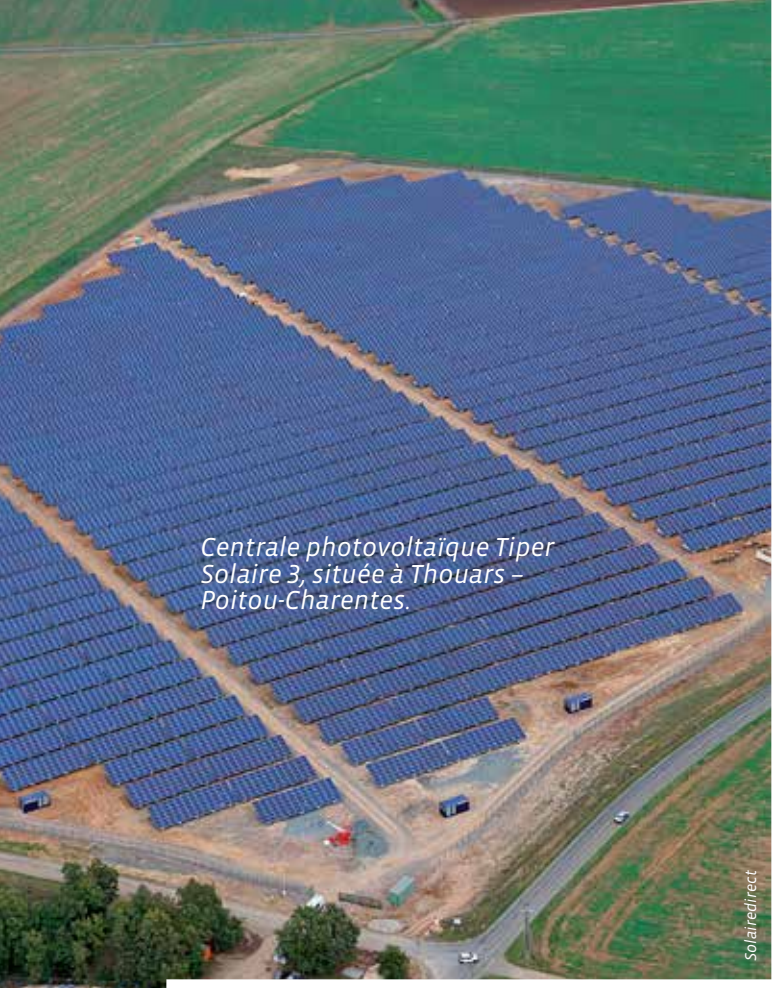
*Dans la grande cause nationale de la transition énergétique, l'éolien a un rôle central à jouer à la fois sur le plan énergétique et sur le plan économique. La filière a créé 1 700 emplois en 2014 et elle est sur un rythme de progression de 1,2 GW par an mais elle pourrait faire bien plus. L'Allemagne faisait ces dernières années plus de 5 GW par an !*



**Observ'ER**
Le Baromètre 2015
des énergies renouvelables
électriques en France

*Nous proposons au gouvernement un pacte industriel où la filière s'engage à encore plus de créations d'emploi et d'activité économique en échange d'un soutien plus massif de la part des pouvoirs publics (notamment des Régions et de l'Ademe). Il faut que le grand public sache mieux ce que l'éolien amène localement en retombées socio-économiques.*
*Les objectifs à 2030 de la France (40 % d'électricité d'origine renouvelable) impliquent 30 GW supplémentaires d'éolien terrestre sur les 15 ans à venir. Pour espérer atteindre ces objectifs, il faut un travail de mise en cohérence totale de l'encadrement de la filière*

# ÉOLIEN



*Centrale photovoltaïque Tiper Solaire 3, située à Thouars – Poitou-Charentes.*

Solairedirect

**Alors que la filière photovoltaïque n'a jamais été aussi compétitive, avec un coût du kWh au niveau de celui du grand éolien terrestre, l'activité économique y reste difficile. Le secteur français vit au rythme irrégulier des appels d'offres pour des installations de grande puissance et la majorité des industriels ont dû se tourner vers l'export pour ne pas disparaître. Toutefois, les annonces faites par le Président François Hollande à l'été 2015 et les objectifs motivants retenus pour la filière dans le cadre de la PPE laissent entrevoir une nouvelle période plus positive.**

# CHIFFRES CLÉS

*Puissance à fin septembre 2015*

**6,5 GWc**

*Production d'électricité en 2014*

**5,5 TWh**

*Objectif PPE 2018*

Scénario 1

**10 200 MWc**

Scénario 2

**9 000 MWc**

*Objectif PPE 2023*

Scénario 1

**18 200 – 20 200 MWc**

Scénario 2

**12 000 – 15 000 MWc**

*Emplois directs dans la filière fin 2014*

**10 870**

*Chiffre d'affaires dans la filière en 2014*

**3 920 millions d'euros**

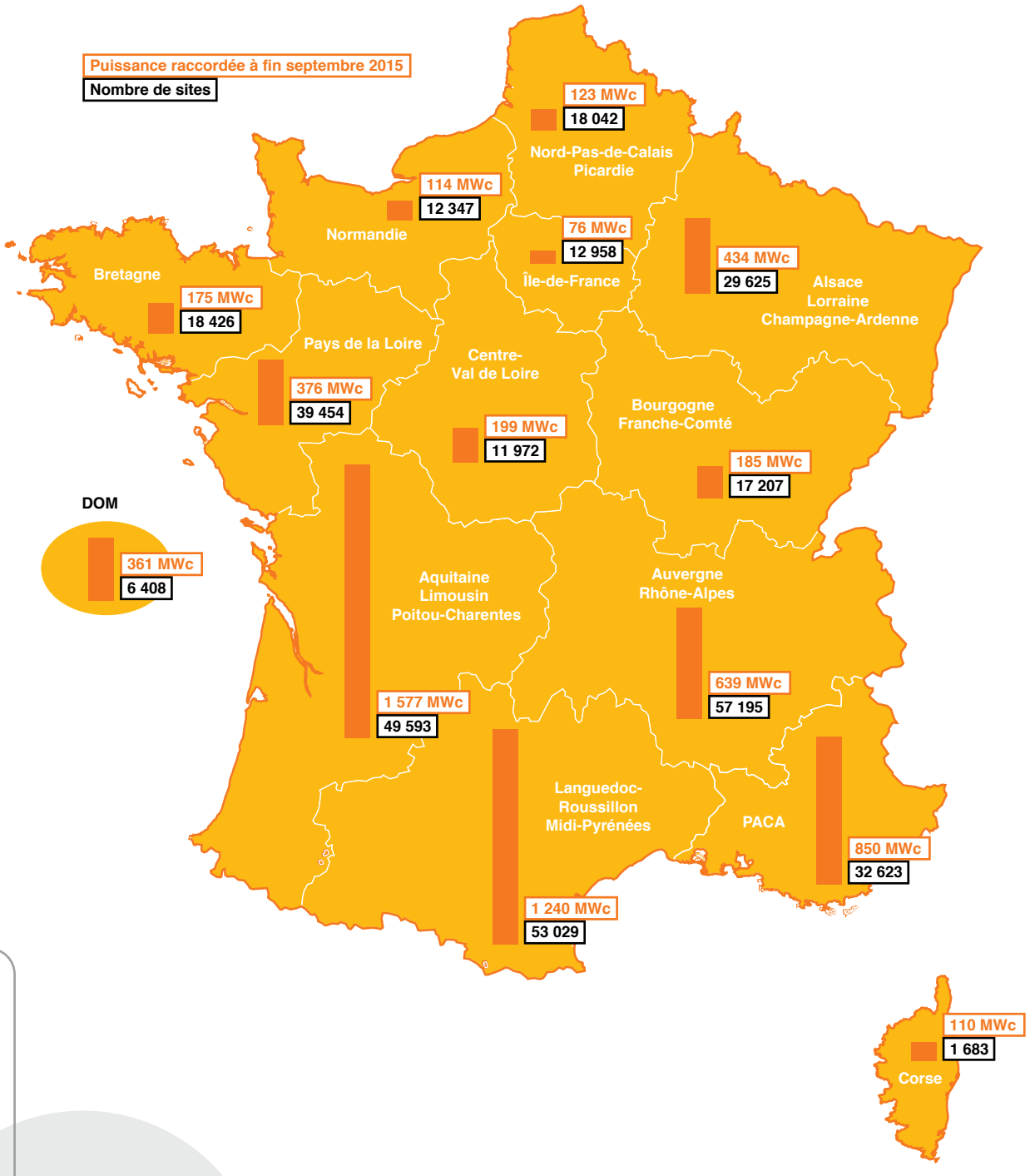
# FILIÈRE PHOTOVOLTAÏQUE

**Observ'ER**
Le Baromètre 2015
des énergies renouvelables
électriques en France

# Carte n° 1

## *Cartographie du photovoltaïque en France à fin septembre 2015*

*Source : Observ'ER d'après chiffres SOeS 2015*

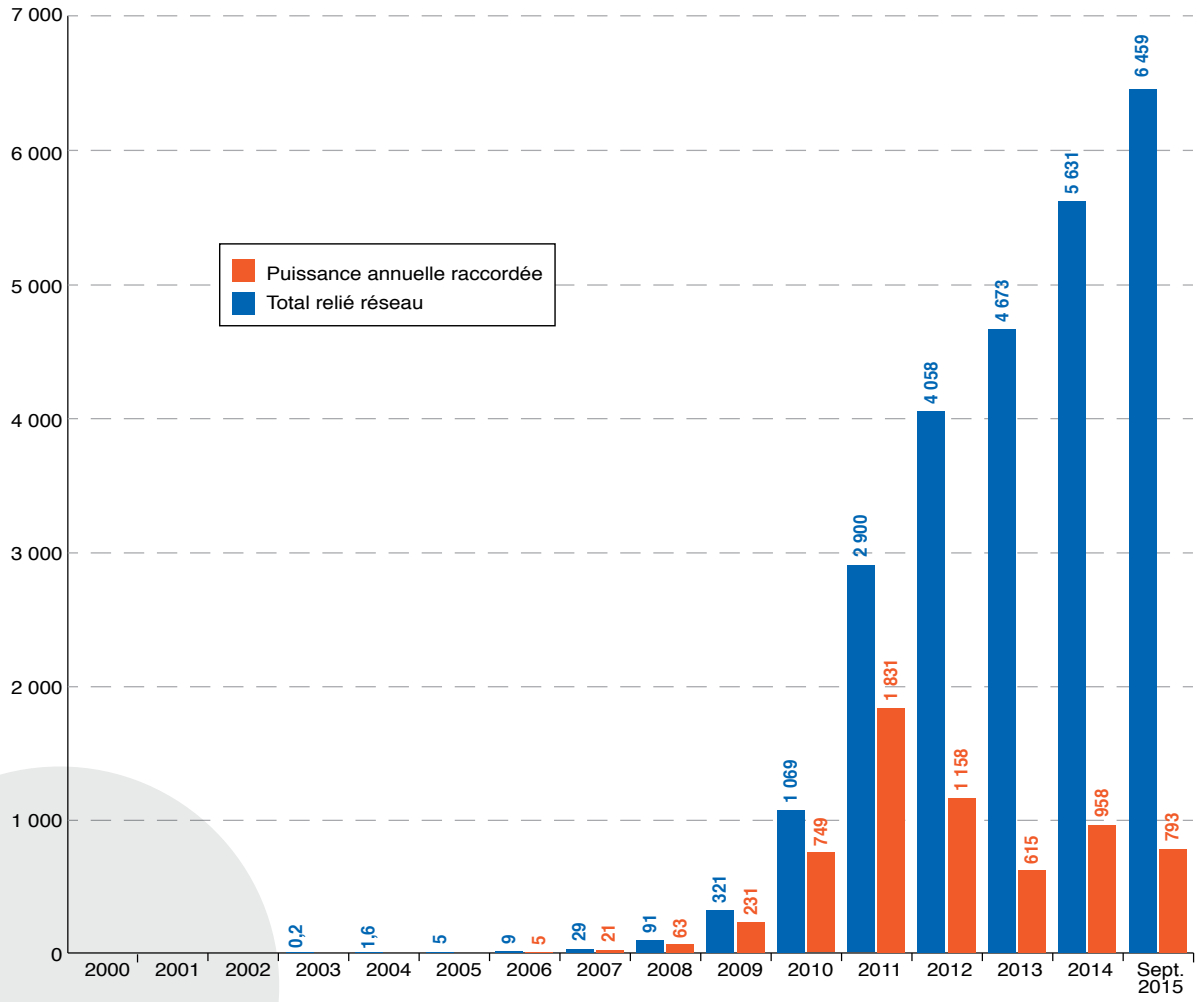


### LA MARQUE DES 5 400 MWc DE PUISSANCE INSTALLÉE DÉPASSÉE DÉBUT 2015

Les trois premiers trimestres 2015 se sont déroulés sur de bonnes bases pour le solaire photovoltaïque français. À fin septembre 2015, le parc photovoltaïque français avait atteint une puissance totale raccordée de 6 459 MWc répartis sur 360 562 installations dont 6 408 dans les DOM. Au cours de cette période, le pays a vu le raccordement de 793 MWc supplémentaires, un chiffre comparable à celui qui avait été observé sur la même période en 2014 (737 MWc). Ces résultats éloignent un peu plus le secteur des mauvais résultats de 2013 où la filière n'avait progressé que de 605 MWc. L'Observatoire de l'énergie solaire photovoltaïque annonce pour 2015 une projection de la puissance totale raccordée dans l'année de l'ordre de 900 MWc. La production d'électricité photovoltaïque en 2014 était de 5 550 GWh, ce

## Graph. n° 1

*Parc total cumulé et puissance annuelle supplémentaire en MWc (métropole + DOM)*
*Source : Observ'ER d'après chiffres SOeS 2015*



## Le marché photovoltaïque européen

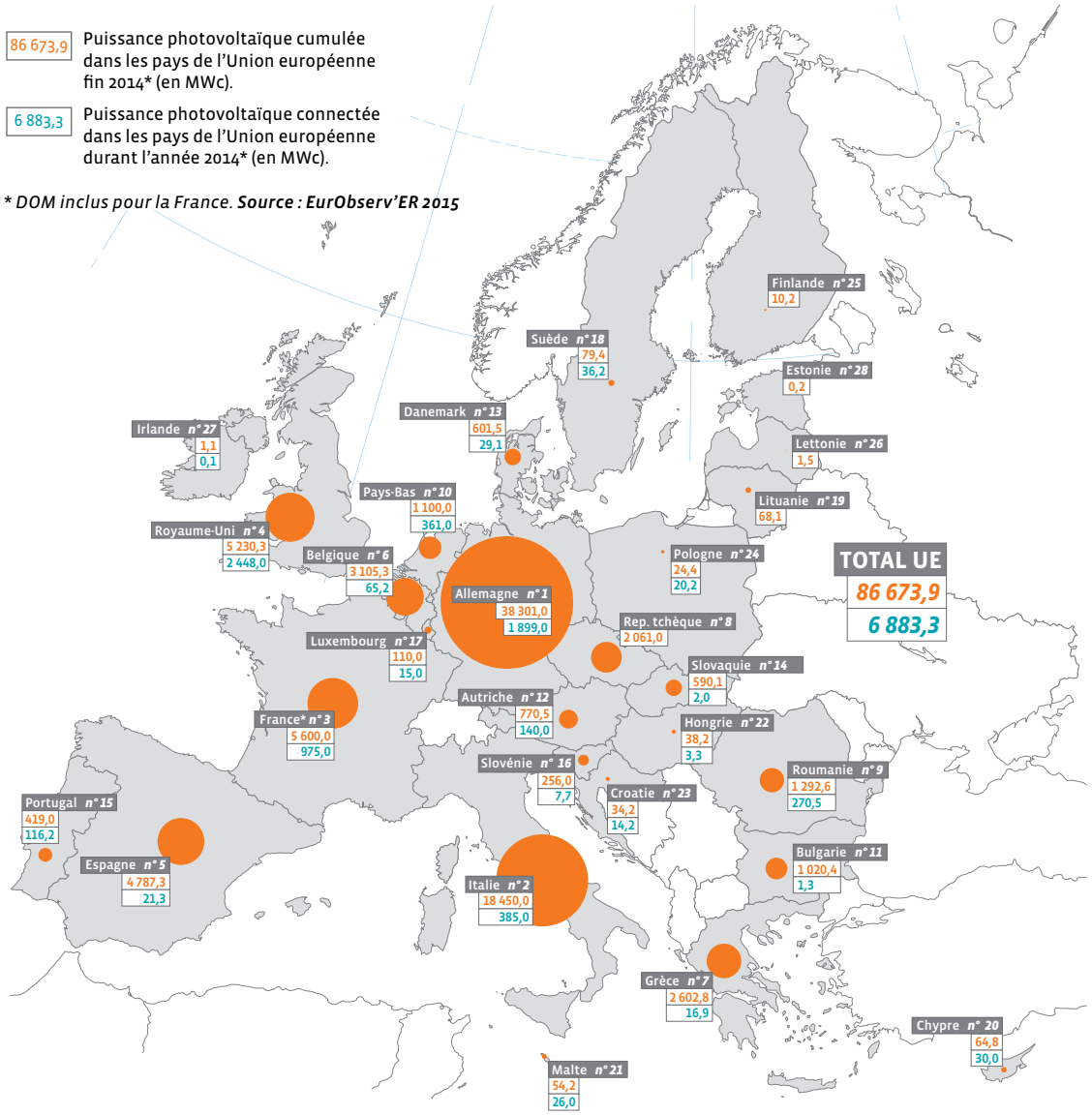
***En 2014, l'Union européenne a vu le raccordement de 6,9 GWc supplémentaires et son parc total photovoltaïque atteindre les 86,7 GWc pour une production électrique de 91,3 TWh. Le Royaume-Uni a été le plus actif (2,4 GWc supplémentaires), passant pour la première fois devant l'Allemagne qui était le leader européen de la filière depuis une décennie. L'Allemagne, reste cependant le premier pays eu égard à la puissance totale (38,3 GWc). La France occupe le troisième rang aussi bien du point de vue du parc que des puissances raccordées en 2014.***

***Ces chiffres, encore très respectables, sont cependant en net recul par rapport aux années passées. L'Europe était en 2011 le premier marché mondial de la filière avec 22 GWc de puissance annuelle installée. Depuis, l'Asie est devenue le centre de l'activité avec notamment la Chine qui est à la fois le premier pays producteur de cellules et le premier installateur de solutions photovoltaïques.***

86 673,9 Puissance photovoltaïque cumulée dans les pays de l'Union européenne fin 2014* (en MWc).

6 883,3 Puissance photovoltaïque connectée dans les pays de l'Union européenne durant l'année 2014* (en MWc).

** DOM inclus pour la France.* ***Source : EurObserv'ER 2015***



qui représente 1,3 % de la consommation annuelle brute d'électricité du pays.
Au niveau des territoires, il faut désormais raisonner sur la carte des nouvelles grandes régions françaises. Le rassemblement de l'Aquitaine, du Limousin et de Poitou-Charentes fait de ce territoire le premier en termes de puissances installées avec 1 325 MWc. Près de 70 % de ces installations sont situées en Aquitaine, qui a renforceé son poids avec la mise en service de la supercentrale de Cestas. Avec plus de 200 MWc de puissance, le site est le plus grand d'Europe et sa production devrait être équivalente à la consommation électrique de 200 000 personnes.

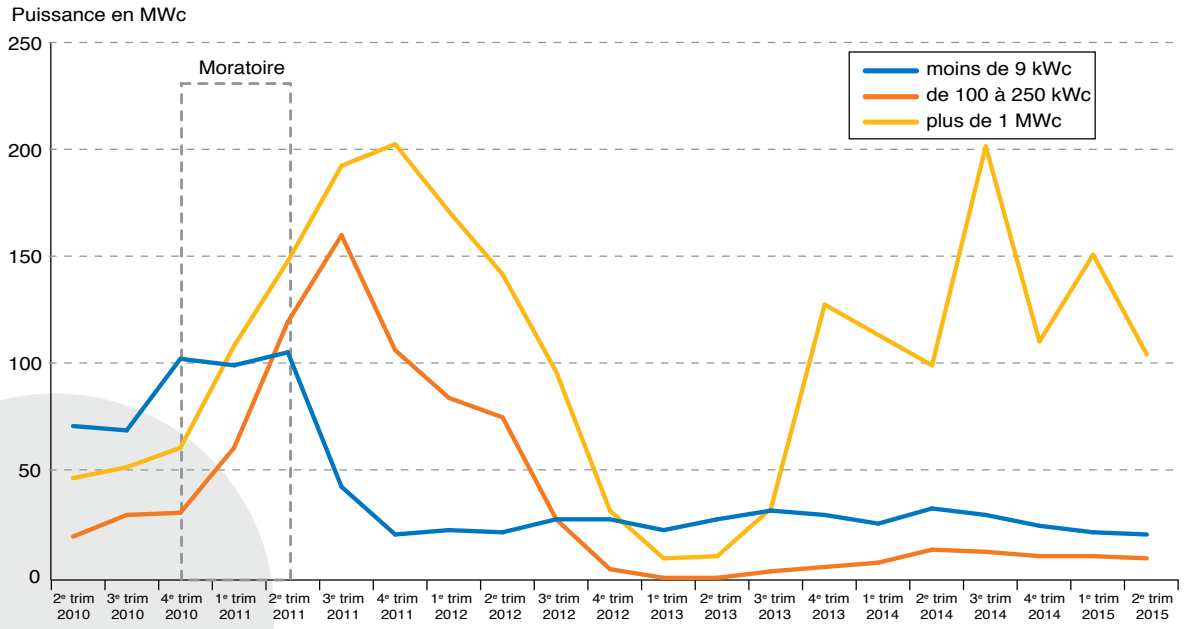
## Un marché placé sous le signe des grands projets

Si le photovoltaïque a été porté à ses débuts par le segment des installations pour particuliers, c'est aujourd'hui le créneau des grandes installations au sol (plus de 1 MWc) qui donne le ton ***(voir graphique n° 2)***. Ce segment représente plus de 60 % des raccordements du premier semestre 2015 et environ 40 % du parc total raccordé dans le pays.

Les applications résidentielles (de moins de 9 kWc) et les installations de grandes toitures (de 100 à 250 kWc) stagnent depuis début 2012 à des niveaux d'activité très bas. Ces segments se sont écroulés après le moratoire qui avait suspendu les tarifs d'achat de la filière entre fin 2010 et le printemps 2011. Le coût d'arrêt porté à la filière a été sévère. Le secteur évolue depuis dans un contexte balisé par trois axes : une grille tarifaire dégressive, un

## Graph. n° 2

*Évolution des puissances raccordées par trimestre sur trois segments de marché (en MWc)*
*Source : Observ'ER d'après chiffres SOeS 2015*



objectif de développement maximal à atteindre fin 2020 (5 400 MWc, relevé depuis à 8 000 MWc) et des appels d'offres sporadiquement organisés par la CRE pour les différents segments de marché.

Cependant, les bons chiffres de raccordement depuis 2014 ne doivent pas masquer les difficultés que rencontrent une bonne part des acteurs de la filière française. Les grands projets au sol sont principalement le fait de grandes entreprises qui peuvent s'accommoder des longs délais de raccordement et de l'irrégularité des appels d'offres lancés sur ce segment (3 à 5 ans). Sur les autres segments, où l'on retrouve bon nombre d'ETI, les niveaux d'activité sont trop bas pour assurer leur pérennité. Sur le créneau des grandes toitures (entre 250 kWc et 1 MWc), le marché est pratiquement à l'arrêt. Pour les installations de 100 à 250 kWc, seuls 77 MWc ont été raccordés depuis les premières attributions aux appels d'offres simplifiés qui avaient retenu 266 MWc au total, soit un taux de raccordement de 29 %. Les acteurs indépendants se tournent souvent vers l'étranger pour ne pas disparaître.

## Une PPE qui ouvre des perspectives pour la filière

Au cœur de l'été, François Hollande a fait un geste destiné à ouvrir quelque peu les perspectives des professionnels du solaire et soutenir la filière. En visite à l'Institut national de l'énergie solaire (Ines), le Président avait annoncé le doublement de l'appel d'offres CRE3[1] de 400 à 800 MWc. Initialement, le dispositif prévoyait une puissance de 400 MWc répartie entre trois types de projets : 150 MWc sur des bâtiments, 200 MWc de centrales au sol et 50 MWc d'ombrières de parking. Les 400 MWc supplémentaires annoncés vont bénéficier exclusivement aux centrales au sol avec 105 MWc supplémentaires pour celles d'une puissance inférieure à 5 MWc et 295 MWc pour celles dont la puissance est comprise entre 5 et 12 MWc.

Il s'agissait là de bonnes nouvelles saluées par les deux syndicats de la filière (le SER et Enerplan) et qui ont été confirmées plus tard dans l'année par les objectifs retenus dans la Programmation pluriannuelle de l'énergie. Ce document, élaboré par le MEDDE, a pour fonction d'accompagner la loi sur la transition énergétique en définissant l'orientation des actions à mettre en œuvre, notamment en établissant des objectifs nationaux à atteindre par filière. Pour les filières photovoltaïque et éolien, les objectifs se déclinent suivant deux scénarios avec à chaque fois une échéance à fin 2018 et une seconde à fin 2023. Pour le solaire photovoltaïque, les chiffres retenus satisfont les professionnels du secteur. À fin 2018, l'ambition est d'arriver à un parc entre 9 000 et 10 200 MWc, soit une croissance du parc de 50 à 70 % en trois ans et demi. Pour 2023, les objectifs sont plus flous car ils se répartissent suivant deux options (haute et basse) pour chacun des deux scénarios ***(voir page 127)***. Cet ensemble de trajectoires possibles a pour rôle de pouvoir s'adapter aux niveaux d'acceptabilité sociétale rencontrés par les différentes filières pour éventuellement compenser l'une par l'autre. Par exemple, si l'éolien se développait moins bien que prévu dans les années à venir, le photovoltaïque pourrait être amené à pallier en partie cela.

*1. Appel d'offres pour des puissances supérieures à 250 kWc lancé en novembre 2014.*

### *Le raccordement au réseau*

***Alors que le marché du photovoltaïque vit une période de transformation, les critiques sur le coût et les délais de raccordement traversent les années avec constance et l'avis est unanimement partagé sur la chaîne de valeur de la filière.***
***Sur la question des délais, ERDF a lancé à l'été 2015 un groupe de travail pour optimiser les délais de raccordement après que la Cour de cassation a confirmé la faute de l'opérateur en cas de retard des raccordements dans le photovoltaïque. La loi sur la transition énergétique prévoit d'ailleurs que le délai de raccordement pour les installations de moins de 3 kVA soit de deux mois maximum et pour les installations supérieures, de 18 mois maximum.***
***Concernant les coûts, beaucoup d'associations ont profité de la publication du projet de décret sur le complément de rémunération pour rappeler leur niveau anormalement élevé en France et ont demandé une action spécifique du gouvernement sur cette question.***

## Le mécanisme de complément de rémunération se précise

En 2015, le nouveau dispositif de soutien basé sur un complément de rémunération s'est précisé ***(voir page 130)***. À partir du 1er janvier 2016, le tarif d'obligation d'achat de l'électricité photovoltaïque est maintenu sous forme de guichet ouvert pour toute nouvelle installation inférieure ou égale à 100 kWc. De 100 à 500 kWc, l'obligation d'achat pourra être conclue après une procédure d'appel d'offres. Au-delà de 500 kWc, les réalisations devront également passer par des appels d'offres pour pouvoir prétendre cette fois à la contractualisation d'un complément de rémunération. Il n'y a donc pas de guichet ouvert sur la filière au-delà de 100 kWc, « *une façon pour le ministère de pouvoir contrôler le développement de la filière* », fait remarquer Richard Loyen d'Enerplan. Comme pour les autres filières renouvelables électriques, il n'y a pas d'effet rétroactif, les installations déjà existantes sous tarif d'achat conservent leur statut.

Le fait que les nouvelles installations photovoltaïques se trouvent contraintes à des appels d'offres pour accéder au nouveau mécanisme attise les inquiétudes des professionnels. On connaît les griefs formulés à l'égard de cette procédure : si les *rounds* d'appel à projets ne sont pas réguliers et annoncés de longue date, les développeurs n'ont pas la visibilité nécessaire pour pouvoir se projeter. De plus, la concurrence entre les développeurs pour obtenir un contrat de complément de rémunération risque d'être exacerbée. Le danger est de voir à nouveau des entreprises en difficultés parmi les acteurs, notamment celles de plus petite taille.
À côté des appels d'offres, la filière va continuer à avoir recours à la grille tarifaire (pour les sites jusqu'à 100 kWc). Mise en place début 2011, elle intègre un mécanisme de dégressivité trimestrielle pensé pour intégrer les réductions régulières de coûts de production du kilowattheure ***(voir graphique n° 3)***. Cependant, le mode de calcul de



**Observ'ER**
Le Baromètre 2015
des énergies renouvelables
électriques en France

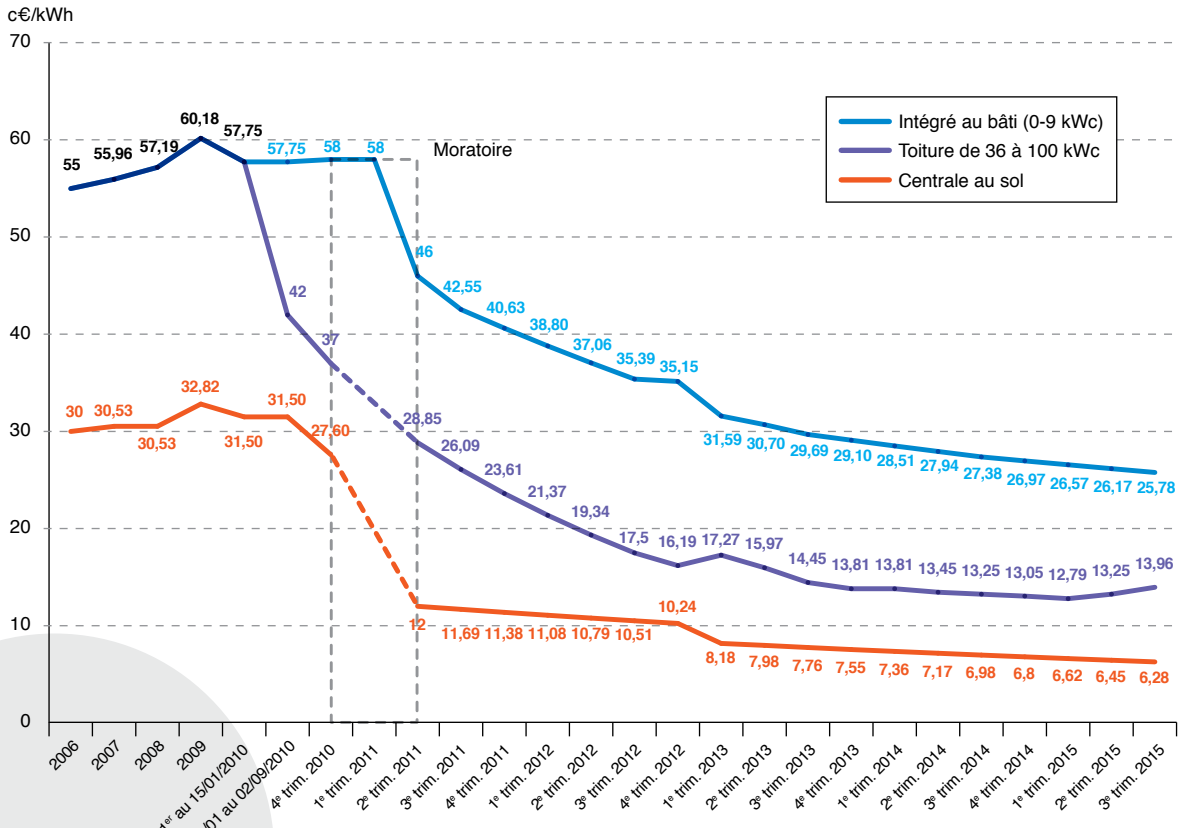
cette dégressivité n'a cessé d'être dénoncé par les acteurs. Le principe retenu est l'indexation de la diminution des tarifs sur l'évolution des volumes de projets entrant dans la file d'attente de raccordement et non pas sur les connexions effectives. Le taux d'abandon de projets étant important, les tarifs ont reculé de façon trop rapide. C'est notamment ce qui s'est passé sur le segment des installations de 36 à 100 kWc.

Lors de la publication des tarifs du premier trimestre 2015, il était évident que ceux-ci étaient trop bas pour jouer leur rôle de soutien. Fin avril, Ségolène Royal, ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie, a alors annoncé une revalorisation de ces tarifs. Dans les faits, les deux parties qui composent le T4 ont été relevées de 13,46 à 13,95 c€/kWh pour la tranche des installations de 0 à 36 kWc, et de 12,79 à 13,25 c€/kWh pour les installations de 36 à 100 kWc ***(voir tableau n° 1)***. Ces tarifs étant généralement ceux qui s'appliquent aux réalisations photovoltaïques sur des bâtiments agricoles, la ministre a également annoncé une revalorisation de 10 % pour le troisième trimestre suite à la crise des éleveurs de l'été 2015. Dans l'ensemble, le ministère estime

## Graph. n° 3

***Évolution de la grille des tarifs d'achat de l'électricité photovoltaïque entre 2006 et 2015***

*Source : ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie*



## Tabl. n° 1

*Évolution des tarifs d'achat photovoltaïques français au premier semestre 2015*
*Source : DGEC 2015*

| | Entre le 1er janvier et le 31 mars | Entre le 1er avril et le 30 juin | Entre le 1er juillet et le 30 septembre |
|---|---|---|---|
| Intégration au bâti (IAB) [0-9 kWc] | 26,57 c€/kWh | 26,17 c€/kWh | 25,78 c€/kWh |
| Intégration simplifiée au bâti (ISB) [0-36 kWc] | 13,46 c€/kWh | 13,95 c€/kWh | 14,70 c€/kWh |
| ISB [36-100 kWc] | 12,79 c€/kWh | 13,25 c€/kWh | 13,96 c€/kWh |
| Tout type d'installation [0-12 MWc] | 6,62 c€/kWh | 6,45 c€/kWh | 6,28 c€/kWh |

que ces revalorisations pourraient représenter des soutiens supplémentaires de 9 à 13 millions d'euros en 2016 et de l'ordre de 15 à 20 millions d'euros en 2017.

### Le coût du solaire photovoltaïque au même niveau que celui de l'éolien

L'avancée la plus marquante du solaire photovoltaïque ces dernières années est la baisse du coût de production du kWh, tant par son ampleur que par sa vitesse. À l'automne 2015, le retour des derniers projets connectés faisait état de 87 euros le MWh ***(voir graphique n° 4)*** et on parle d'un tarif proche des 70 euros pour les futures installations de grandes surfaces au sol. Ces chiffres, qui étaient observés dans des zones ensoleillées comme l'Italie ou l'Espagne, font franchir un palier au photovoltaïque hexagonal. Certes, la filière se situe toujours au-dessus du prix moyen de l'électricité sur le marché de gros EPEX Spot (environ 40 euros), mais elle fait désormais jeu égal avec l'éolien terrestre (85 euros) et devient nettement moins chère que les nouvelles centrales nucléaires (le tarif conclu en Angleterre pour la centrale EPR d'Hinkley Point est de 109 euros le MWh).

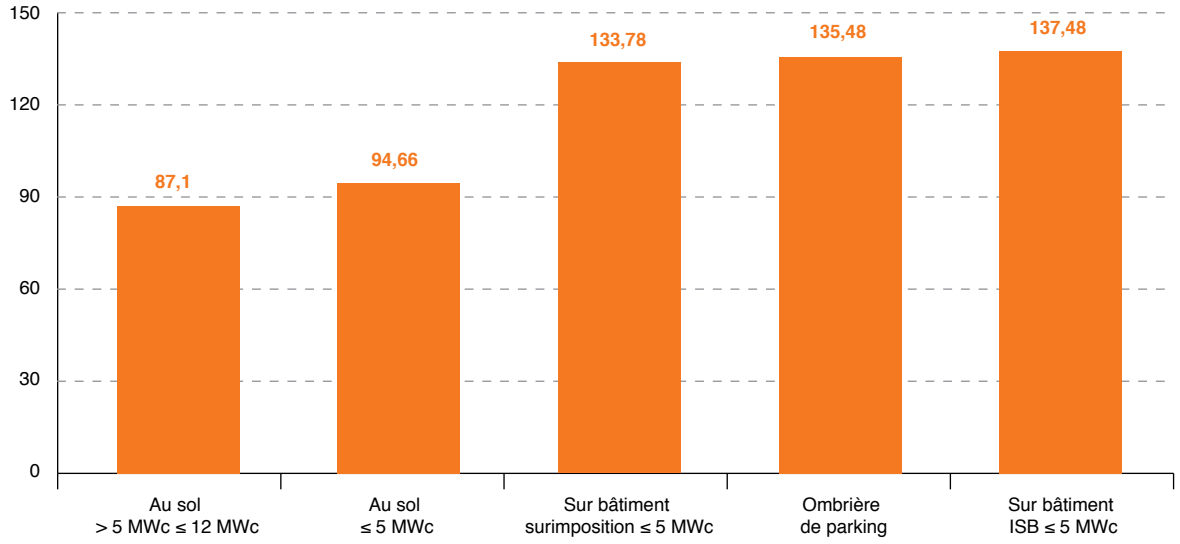
Cette décrue s'est faite très rapidement. L'appel d'offres de mars 2012 pour des grandes centrales avait débouché sur un prix moyen proposé de 188 euros le MWh pour les projets retenus. Trois ans plus tard, les coûts ont été divisés par deux. Dans le cas de la centrale de Cestas, retenue dans le cadre de l'appel d'offres de 2011, le MWh sortira à 105 euros.

Cette évolution est due à la baisse des prix des équipements photovoltaïques. Depuis 2008, le prix de vente des panneaux photovoltaïques, essentiellement produits en Asie, a diminué de 80 % sur le marché mondial. À cela s'ajoutent une baisse des coûts des autres composants, les gains d'expérience sur l'ingénierie ainsi que sur le financement. *« Bénéficiant de retours d'expérience positifs, les investisseurs ont réduit leurs attentes en matière de rendement »,* explique Daniel Bour, président du syndicat Enerplan. Ces résultats permettent de mieux

## Graph. n° 4

***Coût de production selon le type d'installation photovoltaïque en 2015***

*Source : informations recueillies sur les réponses aux appels d'offres, CRE 2015*




comprendre les annonces présidentielles de l'été 2015. Loin d'être un cadeau à la filière, le relèvement du quota des centrales solaires retenues dans le dernier appel d'offres est aussi une conséquence logique des performances atteintes par le secteur.

### Une industrie tournée vers l'export en attendant de revenir au marché national

Avec un marché français largement orienté vers les grandes surfaces qui elles-mêmes dépendent de l'organisation des appels d'offres de la CRE, l'activité industrielle nationale adopte souvent un calendrier "*en accordéon*" qui alterne des périodes de commandes intensives et des périodes de creux. Pour pallier ce problème, les entreprises se sont tournées vers l'international, où le photovoltaïque affiche une vigueur qui ne devrait pas faiblir puisque l'Agence internationale de l'énergie projette un doublement de la capacité mondiale d'ici à 2020 (219 GWc fin 2015 contre 430 GWc fin 2020).

Au premier rang des acteurs français on trouve EDF Énergies Nouvelles, qui s'occupe de l'exploitation et de la maintenance de 1 GW de capacité dans le monde et qui affiche l'ambition de doubler ce chiffre d'ici à 2030. L'un des plus importants investissements annoncés en 2015 a été l'engagement de la société dans un projet de 146 MWc situé au nord du Chili, dans le désert d'Atacama. Engie monte également en puissance avec le rachat du développeur Solairedirect pour 200 millions d'euros plus une augmentation de capital de 130 millions d'euros. C'est un pas important car aux 2 000 MWc dans le solaire que gérait jusqu'ici Engie viennent s'ajouter un portefeuille de 486 MWc en exploitation et de 4,5 GWc en développement. Ce rachat résulte de l'échec d'un projet d'introduction en Bourse de Solairedirect qui a démontré la difficulté de devenir un grand groupe indépendant sur

le secteur du photovoltaïque en France. Cet événement a aussi montré que le secteur est devenu un pilier stratégique de développement pour les grands groupes énergétiques.

L'activité française de développement de sites photovoltaïques, c'est aussi une quinzaine de PME telles que Quadran, Akuo Energie, Voltalia, Urbasolar ou Générale du Solaire. Elles aussi se sont beaucoup tournées vers l'export ces dernières années tout en gardant un œil sur le marché national. Ainsi, un consortium mené par Urbasolar a signé un contrat portant sur le développement et la construction d'une centrale de 30 MWc aux Philippines. Cet accord s'est conclu dans le cadre du réseau de France Solar Industry destiné à l'accompagnement des acteurs français à l'étranger. Par ailleurs, bien que la France fabrique peu d'équipements (cellules, modules, etc.), elle compte de nombreux ambassadeurs positionnés plus en amont. Ainsi, Air Liquide ou Saint-Gobain ont développé des expertises spécifiques sur la fourniture de gaz ou de verres spéciaux qui entrent dans la production des cellules solaires. Des PME sont également bien placées comme ECM Technologies, spécialisée dans la cristallisation de silicium liquide. Grâce aux mécanismes d'aide au financement de la recherche en France, les entreprises sont détentrices de nombreux brevets qui sont utilisés à travers le monde dans les sites de production d'équipements.

En termes d'indicateurs socio-économiques, l'Ademe évalue l'emploi direct dans la filière à un peu moins de 11 000 personnes en 2014 pour un chiffre d'affaires de 3,9 milliards d'euros (chiffres qui seront amenés à être consolidés). Si ces curseurs se sont maintenus au cours des deux dernières années, on remarque une très forte baisse depuis 2010.

Ces contractions s'expliquent pour une bonne part par le fort recul du marché résidentiel qui est le principal vivier d'emplois comparé au segment des grandes installations. Sur le chiffre d'affaires, on observe que les activités situées en amont (fabrication des équipements) sont en baisse, alors que celles d'exploitation et de maintenance se sont accrues. Le marché français semble donc suivre un développement des métiers de services, moins intensifs en emplois mais créateurs de plus de valeur.

## Autoconsommation, une phase de test de 3 ans

Difficile de conclure sur la filière photovoltaïque sans évoquer le sujet de l'autoconsommation. Depuis 2013, cette notion est apparue comme un relais de croissance possible qui, à la faveur de la diminution toujours constante du coût du kWh et des hausses annoncées du prix de l'électricité, permettrait d'ouvrir de nouveaux marchés. En 2014, un groupe de travail réunissant une quarantaine d'acteurs avait œuvré sous l'égide de la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC). Son objectif était de définir un cadre réglementaire pour le développement de l'autoconsommation sans créer d'effet d'aubaine ni perturber le fonctionnement du réseau. Les conclusions formulées en février 2015 avaient permis de dégager plusieurs axes. Premièrement, un certain nombre de secteurs d'activité privilégiés ont été identifiés de par leur profil de consommation : le tertiaire, les entrepôts frigorifiques, les centres commerciaux, les bâtiments scolaires ou l'industrie. Autre

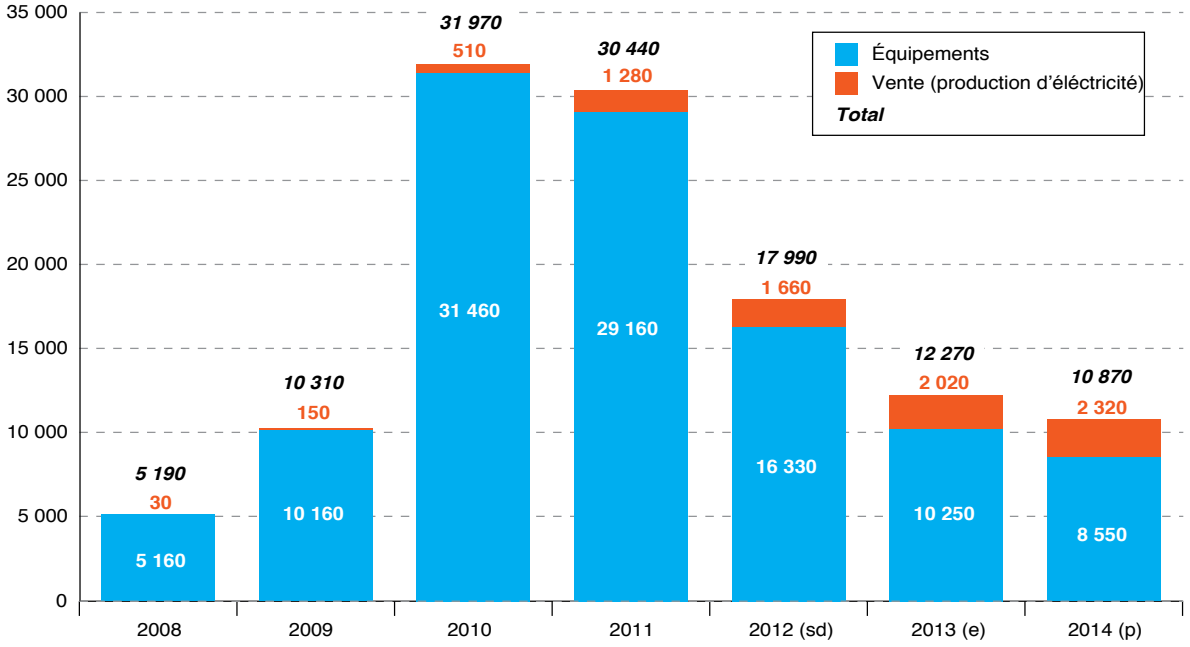


**Observ'ER**
Le Baromètre 2015
des énergies renouvelables
électriques en France

## Graph. n° 5

*Chiffres d'emplois directs dans le secteur du photovoltaïque*

*Source : Ademe 2014*

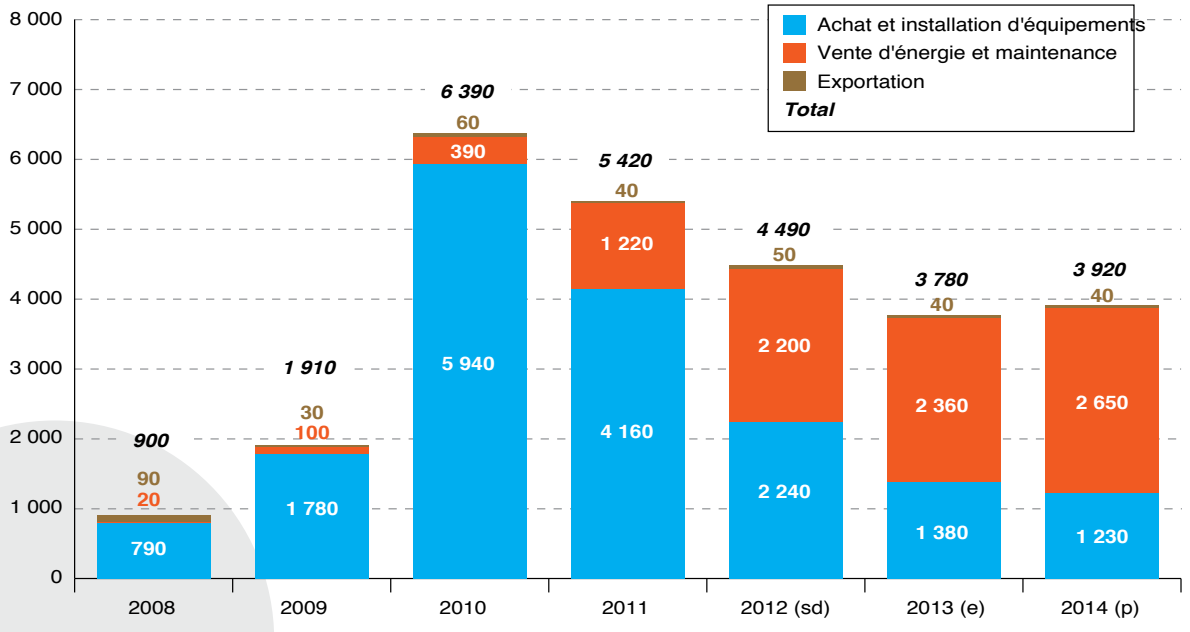



*(sd) : semi-définitif ; (e) : estimé ; (p) : prévision*

## Graph. n° 6

*Chiffres d'affaires du secteur photovoltaïque en millions d'euros*

*Source : Ademe 2014*




*(sd) : semi-définitif ; (e) : estimé ; (p) : prévision*

conclusion intéressante, le groupe de travail a souligné la nécessité d'un dispositif de soutien spécifique à l'autoconsommation et complémentaire à l'existant (tarifs d'achat et appels d'offres). Sur ce thème, la grande inquiétude des industriels était que l'autoconsommation soit soumise à une fiscalité pénalisante, à l'exemple des règles qui avaient été mises en place en Espagne. L'écueil semble être évité car le 15 septembre 2015, des députés ont proposé un projet de loi pour instaurer un crédit d'impôt pour les particuliers qui investissent dans une installation en autoconsommation.

Pour tester ces nouveaux mécanismes, les syndicats professionnels ont demandé une phase d'expérimentation de trois ans portant sur 300 MWc par an. Durant cette période, l'objectif est d'effectuer des tests afin de cumuler le plus d'expérience possible. Il est proposé de lancer un appel à projets pour les installations des secteurs tertiaire et industriel d'une puissance supérieure à 100 kWc reposant sur un système de prime complémentaire de rémunération. Autrement dit, la prime complète une rémunération "naturelle" que l'autoconsommateur touche via son économie de facture et/ou la vente de son électricité sur le réseau au prix du marché. Pour les installations inférieures à 100 kWc, le groupe de travail met de côté l'option "appel à projets" ou "appel d'offres" et propose de tester, "sur un volume limité", un dispositif de soutien "à guichet ouvert" reposant sur une prime complémentaire de rémunération pour l'énergie autoconsommée associée à un tarif d'achat pour le surplus.

Concernant les zones non interconnectées (ZNI), le développement de l'autoconsommation y trouve un terrain particulièrement bien adapté. Toutefois, dans ces zones, la puissance renouvelable intermittente connectée au réseau est limitée à 30 % de la puissance totale appelée. Or, cette limite est atteinte aujourd'hui dans bon nombre de territoires (Guadeloupe, Corse et Réunion). Pour ces zones, la DGEC préconise l'extension des appels d'offres actuels (>250 kWc) pour les installations d'une puissance supérieure à 100 kWc, tout en y intégrant des dispositifs de maîtrise de la demande d'énergie et de stockage.

En parallèle à cela, les Régions qui avaient initié des programmes de développement basés sur l'autoconsommation sur leur territoire ont poursuivi leur démarche. Cela a notamment été le cas de la région Aquitaine/Limousin/Poitou-Charentes avec un appel à projets en autoconsommation pour des installations d'une puissance minimale de 10 kWc et jusqu'à 500 kWc maximum, intégrées ou pas au bâti et assurant 80 % des besoins électriques moyens sur l'année avec ou sans stockage tampon. Même chose en Languedoc-Roussillon/Midi-Pyrénées sur des bâtiments industriels, tertiaires privés ou publics (le résidentiel n'est pas concerné) dans des limites de puissance allant de 10 kWc à 250 kWc.

**Quelques sites pour aller plus loin :**

- ✓ Les pages dédiées à la filière sur le site de l'Ademe : www.ademe.fr
- ✓ www.ines-solaire.org
- ✓ www.photovoltaique.info
- ✓ www.enerplan.asso.fr
- ✓ SER-Soler, commission photovoltaïque du Syndicat des énergies renouvelables : www.enr.fr
- ✓ www.iea-pvps.org

# 3 QUESTIONS
## de l'Observatoire des énergies renouvelables

à **Marc Jedliczka,** directeur général d'Hespul

**1 Depuis l'été 2015, de nouvelles perspectives semblent s'ouvrir pour le photovoltaïque en France (doublement des projets de l'appel d'offres CRE3, les objectifs de la PPE). Est-ce une base pour une relance du photovoltaïque en France ?**

*Il y a en effet beaucoup d'annonces mais elles n'aboutissent pas toutes. Par exemple en mars, la fin de l'intégré au bâti a été annoncé mais nous ne savons pas ce que cette idée est devenue après la seule réunion qui a eu lieu à ce sujet au mois d'avril. Le fait que CRE3 ait augmenté est une bonne chose mais ça concerne un segment spécifique, celui des installations au sol, qui n'était pas le plus à aider. Le segment du bâtiment de moyenne puissance est toujours maltraité. Ainsi, le plafond des tarifs d'achat est loin de celui qui est autorisé par la Commission européenne. De ce fait, en France, nous sommes capables de faire sortir une installation de 300 MWc mais pas de faire une toiture de 400 kWc. Avec ce cadre, nous sommes loin de pouvoir remplir les objectifs fixés par la PPE. Il semble clair que le creux de la vague soit passé pour la filière, mais de nombreux problèmes persistent, que ce soit sur l'intégré au bâti, les coûts de raccordement au réseau, ou la manière dont ERDF calcule les capacités d'accueil.*

**2 Où en sommes-nous sur le dossier de l'autoconsommation ? Est-ce qu'un cadre juridique commence à se dessiner ?**

*Nous ne voyons pas vraiment arriver d'éléments pratiques. Cependant, nous sommes moyennement convaincus de l'intérêt de soutenir spécifiquement l'autoconsommation. Si le sujet est vu comme une planche de salut pour le photovoltaïque, nous risquons de tomber sur des aberrations. Par exemple, chercher à augmenter à tout prix le taux d'autoconsommation dans le logement risque de réduire le nombre de panneaux installés et de créer un phénomène de sous-exploitation des surfaces bien exposées. Or les toitures accessibles au photovoltaïque, notamment, en ville sont justement la ressource qui manque pour que la filière puisse répondre au mieux à la consommation au niveau national.*
*Par ailleurs, il est regrettable que le photovoltaïque en autoconsommation soit vendu comme une solution pour faire marcher les pompes d'une piscine. Si l'on créé une nouvelle consommation, on s'écarte d'un objectif de maîtrise de la consommation, qui est prioritaire par rapport aux questions liées à la production. Enfin, le développement des batteries n'est pas une priorité car le réseau est suffisamment solide pour pouvoir absorber pendant encore des années la production d'électricité photovoltaïque. En revanche, le déve-*

**Observ'ER**
Le Baromètre 2015
des énergies renouvelables
électriques en France

*loppement de l'autoconsommation risque de renchérir le prix du réseau pour ceux qui l'utilisent. Au niveau global il faut donc faire attention à l'équilibre coût/bénéfice pour la collectivité et non pour l'un ou l'autre des acteurs.*

### 3 Beaucoup de professionnels demandent un plan national de communication sur la filière photovoltaïque. Quelle est votre position sur le sujet ?

*Nous faisons de la communication depuis longtemps grâce au site* photovoltaïque.info. *Clairement, il faut réfléchir à la communication car si il y a quelques années, le défi était de faire connaître la filière, aujourd'hui nous devons remonter la pente d'un dénigrement massif de la filière suite aux conséquences du moratoire. Le message à transmettre est clair : dans le cadre de la transition énergétique, le photovoltaïque est un incontournable, d'autant que la filière est créatrice de valeur ajoutée et d'emplois.*

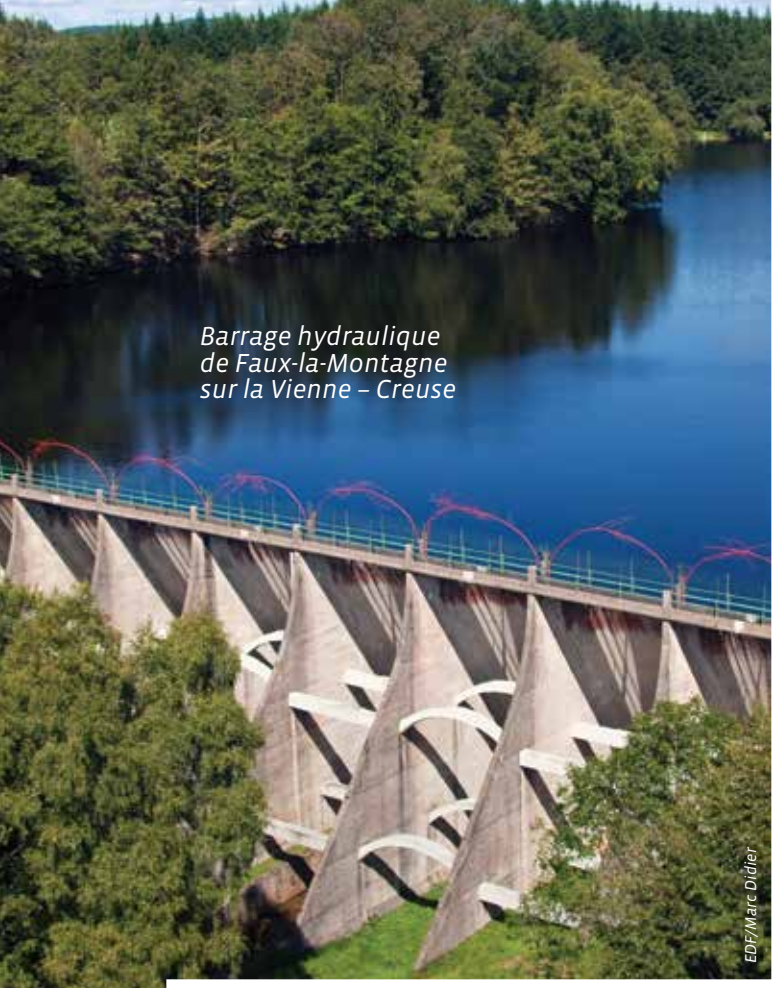
*Il faut un travail d'éducation en profondeur et sur le long terme en impliquant des partenaires comme l'Éducation nationale et les associations de consommateurs. L'État doit également avoir un discours clair sur le sujet, d'autant qu'il y a une réelle mobilisation des collectivités locales sur le photovoltaïque car c'est un gisement de richesse locale, notamment dans le cadre des TEPOS.*



**Observ'ER**
Le Baromètre 2015
des énergies renouvelables
électriques en France

Retour au sommaire

# PHOTOVOLTAÏQUE



*Barrage hydraulique de Faux-la-Montagne sur la Vienne – Creuse*

EDF/Marc Didier

**Deuxième source de production électrique du pays et première parmi les énergies renouvelables, l'hydroélectricité est également une filière qui représente le savoir-faire industriel de la France à l'étranger. Loin d'être totalement saturé, le potentiel pour de nouvelles petites installations existe, mais la future PPE semble ne pas en tenir compte.**

## CHIFFRES CLÉS

***Puissance installée fin juin 2015***

**25 400 MW**

***Production totale en 2014***

**69 TWh**

***Objectif PPE 2018***

**25 300 MW**

***Objectif PPE 2023***

**25 800 – 26 050 MW**

***Emplois directs dans la filière fin 2014***

**13 180**

***Chiffre d'affaires dans la filière en 2014***

**3,76 milliards d'euros**



# FILIÈRE HYDRAULIQUE

**Observ'ER**
Le Baromètre 2015
des énergies renouvelables
électriques en France

## L'HYDRAULIQUE, PILIER DES ÉNERGIES RENOUVELABLES FRANÇAISES

En plus de 150 ans d'existence, la filière hydroélectrique a toujours occupé une place prépondérante dans le paysage énergétique français. Au début des années 1960, avant le développement du parc nucléaire, plus de la moitié de l'électricité française était d'origine hydraulique. Aujourd'hui encore, il s'agit de la deuxième source de production électrique du pays et la première source renouvelable. Fin 2014, l'ensemble des centrales représentait une puissance de 25,4 GW et une consommation de 69 TWh, soit 13 % de la production électrique totale.

En fonction de la pluviométrie, les niveaux de production d'électricité annuelle de la filière peuvent varier dans des proportions significatives. Ainsi, la filière a généré 63 TWh d'électricité renouvelable en 2014, auxquels s'ajoutent 5 TWh de production grâce au pompage-turbinage, soit un total de 68 TWh. En 2013, la production totale était de 76 TWh, le printemps ayant été particulièrement pluvieux. Sur les dix dernières années, 2014 occupe la deuxième place en termes de niveau de production électrique.

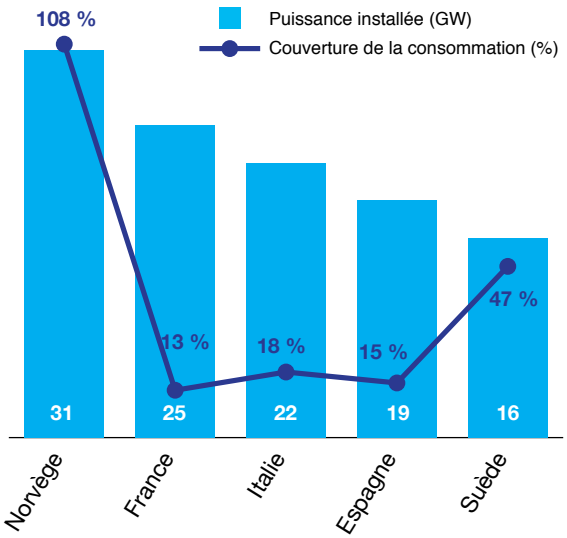
L'hydroélectricité étant déterminée par l'hydrographie et le relief, les sites français sont essentiellement localisés sur deux zones géographiques : les Alpes et les Pyrénées. La ***carte n° 1*** montre la répartition du parc français raccordé au 30 juin 2015. Les cinq premières anciennes régions productrices d'électricité d'origine hydraulique sont les régions Rhône-Alpes (24 755 GWh), Provence-Alpes-Côte d'Azur

### L'énergie hydraulique en Europe

***La France est le deuxième pays européen producteur d'hydroélectricité, derrière la Norvège. Parmi les États membres de l'Union européenne, la France est le premier pays en termes de capacité installée avec 25 GW. En revanche, malgré des parcs de puissance inférieure, nombreux sont les pays qui ont des pourcentages supérieurs d'énergie hydraulique dans leur mix électrique. C'est le cas de l'Italie, de l'Espagne et plus encore des pays du nord de l'Europe à la géographie très montagneuse (Suède avec 47 % et Autriche avec 52 %).***

*Top 5 des puissances hydrauliques européennes en 2014*

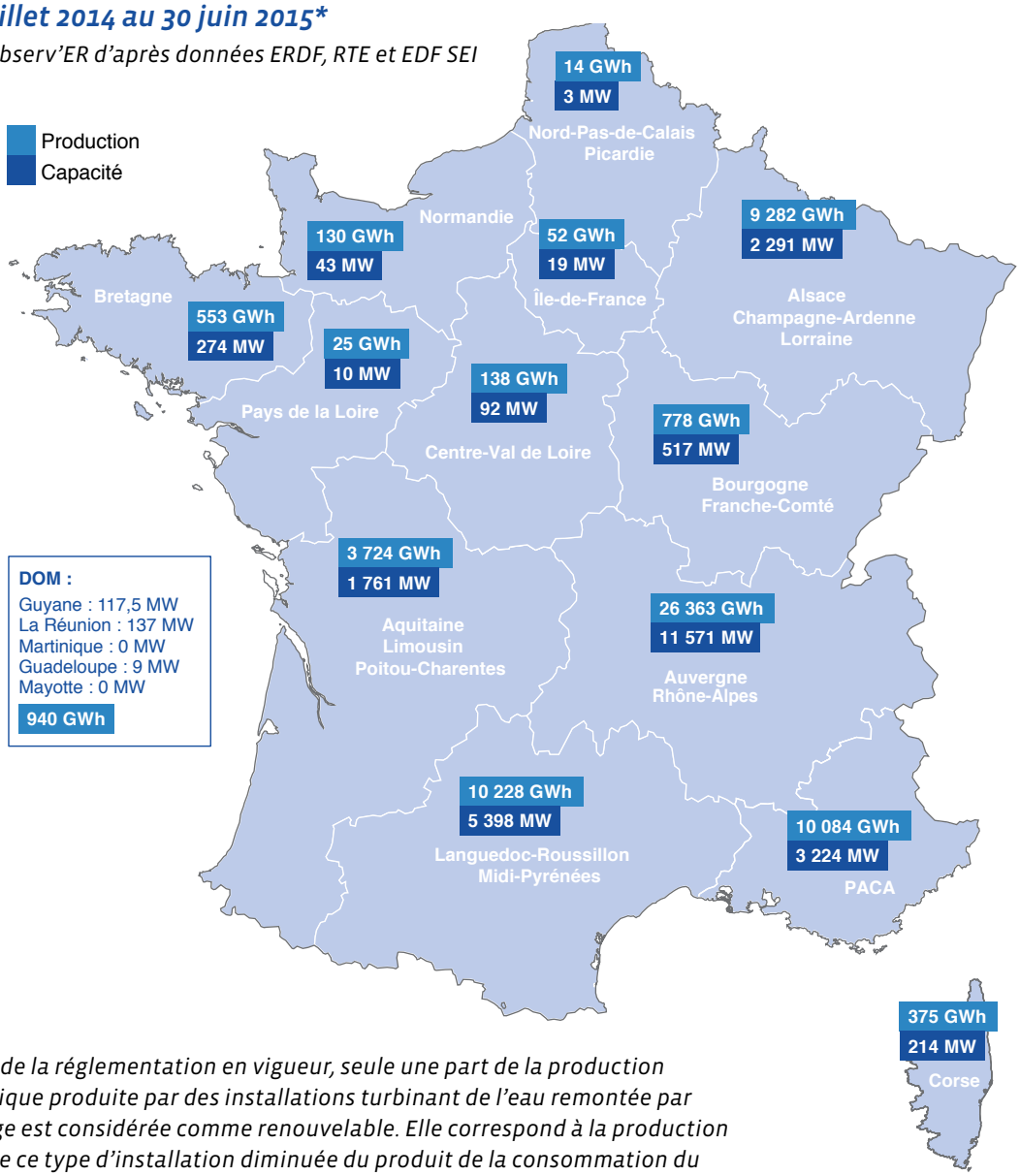
*Source : SER d'après les chiffres d'ENTSO-E*



## Carte n° 1

***Répartition du parc hydraulique français raccordé au 30 juin 2015 et production du 1er juillet 2014 au 30 juin 2015****

*Source : Observ'ER d'après données ERDF, RTE et EDF SEI*




** Au titre de la réglementation en vigueur, seule une part de la production hydraulique produite par des installations turbinant de l'eau remontée par pompage est considérée comme renouvelable. Elle correspond à la production totale de ce type d'installation diminuée du produit de la consommation du pompage par un rendement normatif de 70 %.*



(10 084 GWh), Midi-Pyrénées (7 747 GWh), Alsace (8 328 GWh) et Languedoc-Roussillon (2 481 GWh).

### Panorama des différentes technologies

L'énergie hydraulique est un moyen de production flexible et réactif. Le foisonnement de sites sur un territoire permet de maintenir un niveau de production stable. Contrairement à une production centralisée, si une turbine cesse de produire, le relais est assuré par l'ensemble des autres turbines du barrage et par toutes

les autres centrales hydroélectriques. On dénombre quatre grandes technologies hydroélectriques, auxquelles on peut ajouter la technologie émergente du microturbinage en canalisation d'eau potable ***(voir encadré ci-dessous***).
Sur le plan environnemental, la filière ne rejette aucun déchet et n'émet pas de gaz polluant. Selon le SER, l'hydroélectricité permet à la France de faire l'économie de 1,5 milliard d'euros d'importation de gaz, et d'éviter chaque année 10 à 12 % d'émission de gaz à effet de serre. Enfin, il s'agit d'une énergie locale compétitive, qui favorise le développement économique des territoires reculés.

Dans un esprit d'amélioration des conditions de la biodiversité, la construction d'ouvrages hydrauliques peut être réversible, comme le montre le dossier des deux barrages situés sur la Sélune (département de la Manche). Construits au cours de la première moitié du xx$^{e}$ siècle, les barrages de la Roche-qui-Boit (1,7 MW) et de Vezins (12,6 MW) sont arrivés au bout de leur exploitation énergétique. Les travaux nécessaires à leur mise à niveau ne permettraient plus leur rentabilité économique. Suite à des expertises, le Conseil général de l'économie, de l'industrie, de l'énergie, (CGIET) et le Conseil général de l'environnement et du développement durable (CGEDD) se sont prononcés pour la destruction de ces ouvrages, ce qui permettrait la renaturation du site et une amélioration du cycle de vie des saumons et des anguilles. Seulement, le coût de l'opération,

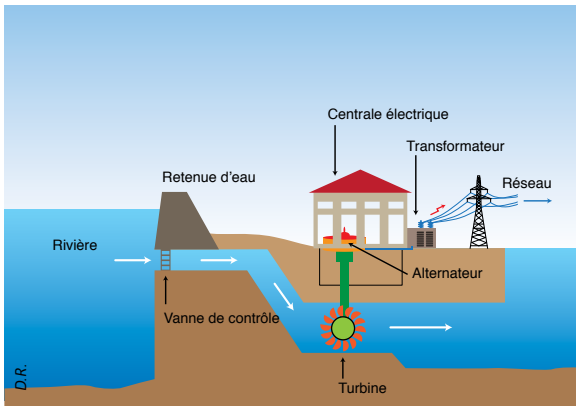
### *Une filière, quatre technologies matures*

***Les centrales de lac** sont associées à des barrages et constituent un tiers de la puissance installée (env. 9 000 MW) malgré un petit nombre d'installations (une centaine). Cette technologie représente une puissance très rapidement mobilisable en période de pointe de consommation.*
***Les centrales au fil de l'eau** sont les plus nombreuses sur le territoire (env. 1 900) et représentent plus de 50 % de la production hydraulique, mais, du fait de leur petite puissance nominale, elles ne sont que la deuxième technologie en termes de puissance (env. 7 600 MW). Non équipées de retenues d'eau, ces centrales assurent une production en continu tout au long de l'année et participent ainsi à la base du mix énergétique national.*
***Les centrales d'éclusée** permettent un stockage quotidien ou hebdomadaire de quantités moyennes d'eau. Cette technologie représente environ 4 200 MW installés, pour 150 centrales, et un potentiel de production de 10,6 TWh.*
***Les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP)** ne sont pas tout à fait considérées comme des sites de production ; elles constituent davantage des lieux de stockage d'énergie sous forme d'une eau pompée dans un réservoir amont et capable d'être turbinée en cas de besoin énergétique. L'Hexagone recense une dizaine de STEP, pour une puissance cumulée de 4 500 MW.*

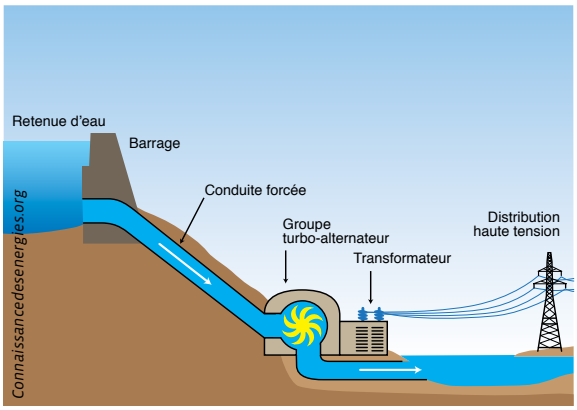
## Graph n° 1

***Schémas des différentes technologies d'ouvrages hydroélectriques***

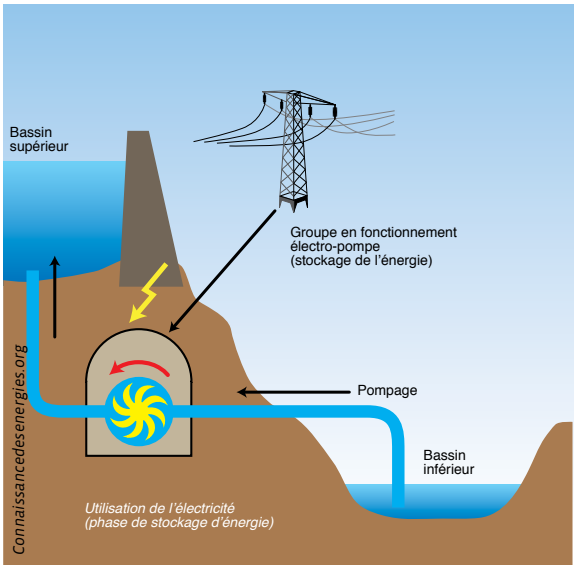
*Source : Observ'ER 2015*



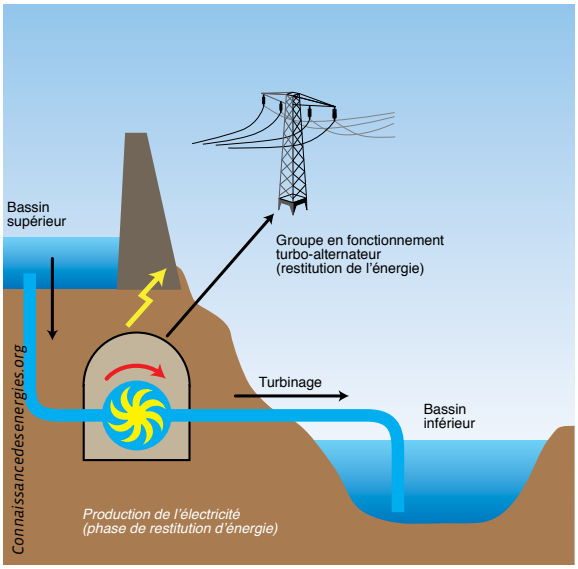

***Centrale au fil de l'eau***




***Centrale de lac***




***STEP en phase de stockage***




***STEP en phase de production***



les enjeux locaux en termes d'emplois et la priorité donnée au déploiement des énergies renouvelables dans le cadre du projet de loi sur la transition énergétique incitent le ministère de l'Écologie à réfléchir avant de donner son accord définitif. La balle est dans le camp de la ministre Ségolène Royal qui veut s'assurer que toutes les solutions pour maintenir les ouvrages ont été épuisées. La décision finale intégrera bien sûr les aspects portant sur la bonne circulation des poissons autour des sites hydrauliques.

### Situation des petites centrales hydrauliques, et suite des contrats 97

Les petites centrales hydrauliques (PCH) sont des sites d'une puissance inférieure

ou égale à 12 MW. Les PCH représentent environ 2 000 MW installés (soit 8 % du parc) et environ 7 TWh de production. La majorité de ces centrales profitent de contrats d'obligation d'achat ***(voir tableau n° 1).*** Les contrats H97, signés en 1997 pour une durée de quinze ans, sont arrivés à échéance en octobre 2012. 1 200 centrales hydroélectriques ont alors dû choisir entre plusieurs solutions :

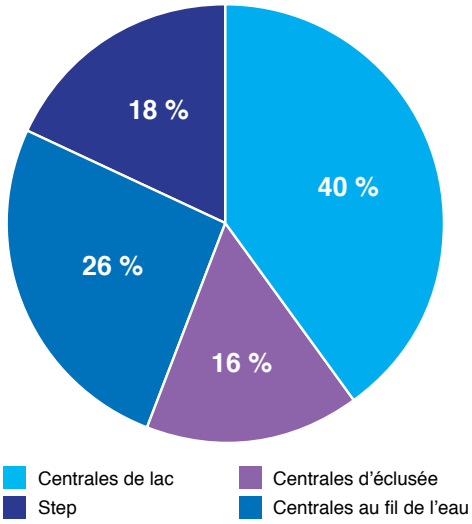
- Renouveler leur contrat "H97" pour la même durée et aux mêmes conditions tarifaires d'achat, selon un programme d'investissement défini dans l'arrêté du 10 août 2012. Le contrat prend alors le nom de contrat "H97r" (H97 renouvelé).
- Signer un contrat d'un nouveau type, dit "H07", d'une durée de 20 ans, moyennant un programme d'investissement pour rénover la centrale défini dans l'arrêté du 14 mars 2011.
- Vendre leur électricité sur le marché libre.

Aujourd'hui, on constate que la majorité des producteurs se sont engagés dans des rénovations de leurs installations et ont obtenu un nouveau contrat d'achat H07 pour 20 ans. Pour limiter les investissements, certains ont fait des rénovations partielles et ont désormais un groupe de

## Graph n° 2

***Répartition des capacités hydrauliques sur le réseau de transport par type de centrale***

*Source : Panorama des énergies renouvelables 2015, SER - RTE*




## Tabl. n° 1

***Contrats d'achat existants pour la petite hydraulique***

*Source : DGEC*

| | Contrats 97 (H97) | Contrats 2001 (H01), abrogés | Contrats 2007 (H07)[1] |
|---|---|---|---|
| Durée du contrat | 15 ans | 20 ans | 20 ans |
| Nature du contrat | Arrivés à échéance en octobre 2012 pour la plupart des installations concernées. Éventuellement renouvelés en contrats "H97r". | 5,49 à 6,1 c€/kWh selon la puissance + prime comprise entre 0 et 1,52 c€/kWh en hiver selon la régularité de la production. | 6,07 c€/kWh + prime comprise entre 0,5 et 2,5 c€/kWh pour les installations d'une puissance inférieure à 400 kW + prime comprise entre 0 et 1,68 c€/kWh en hiver selon la régularité de la production. |

**1.** *Les contrats "H07" peuvent toujours être souscrits.*

turbines sous obligation d'achat et un autre groupe sur le marché libre de l'électricité. Ceux qui ont fait le choix de vendre la totalité de leur production sur le marché rencontrent aujourd'hui de sérieuses difficultés compte tenu des prix pratiqués (autour de 35 €/MWh), qui ne couvrent pas toujours les coûts de maintenance et empêchent les investissements nécessaires parfois imposés pour la restauration de la continuité écologique. Certains d'entre eux envisagent donc d'investir pour retrouver un contrat d'achat (obligation d'achat ou complément de rémunération).

Les contrats d'obligation d'achat sont cependant appelés à disparaître. Comme pour les autres filières renouvelables électriques, la loi de transition énergétique pour la croissance verte a transposé les lignes directrices de la Commission européenne sur les aides d'État à l'énergie et a introduit le système de "complément de rémunération" en remplacement du système de contrat d'obligation d'achat ***(voir tableau n° 1)***. Pour l'hydroélectricité, les projets de décret de novembre 2015 annoncent le dispositif suivant : toute nouvelle centrale d'une puissance inférieure ou égale à 500 kW pourra prétendre à un contrat d'obligation d'achat. Au-dessus de ce seuil, ce sera la vente sur le marché de l'énergie assortie du complément de rémunération qui s'appliquera. Pour les sites de 500 kW à 1 MW, le dispositif du complément de rémunération sera accessible sous la formule du guichet ouvert, au-delà de 1 MW il faudra passer par des appels d'offres.

Sur ce dernier point des discussions sont en cours. Les professionnels demandent

## *Le classement des cours d'eau, des listes à enjeux*

***En France métropolitaine, 60 000 ouvrages – barrages, seuils, écluses, moulins, digues… ont été recensés sur les cours d'eau français. Ces ouvrages sont potentiellement des obstacles à l'écoulement et à l'atteinte du bon état écologique des cours d'eau. Pour encadrer cela, la loi sur l'eau et les milieux aquatiques du 30 décembre 2006 (LEMA) et sa traduction dans l'article L 214-17 du code de l'environnement (CE) ont initié une réforme du classement des cours d'eau en l'adaptant aux exigences de la directive-Cadre sur l'eau. Deux listes de classement ont été constituées en vue d'assurer la préservation de la continuité écologique des cours d'eau.***

***Le classement en liste 1 recense les cours d'eau en très bon état écologique ou identifiés comme jouant un rôle de réservoir biologique. Aucune autorisation ou concession ne peut être accordée pour la construction de nouveaux ouvrages s'ils constituent un obstacle à la continuité écologique.***

***Le classement en liste 2 rassemble les cours d'eau pour lesquels il est nécessaire d'assurer le transport des sédiments et la circulation des poissons migrateurs. Les textes imposent aux ouvrages existants des mesures correctrices de leurs impacts sur la continuité écologique dans les cinq ans à partir de janvier 2013. L'enjeu de ces listes est donc central pour le développement de la filière hydroélectrique française.***

en effet au gouvernement d'étendre l'accès au dispositif de complément de rémunération sous guichet ouvert aux installations jusqu'à 12 MW, comme la Commission européenne l'autorise. Cela permettrait notamment aux installations sortant d'un ancien contrat d'achat et qui entament des travaux de rénovation de pouvoir prétendre au nouveau mode de soutien.

## Vers une sortie sur le dossier du renouvellement des concessions ?

Dans le domaine de l'hydroélectricité, l'un des principaux dossiers en traitement depuis plusieurs années est celui du renouvellement des concessions de plus de 4,5 MW.

En France, il est nécessaire de disposer d'une autorisation ou d'une concession de l'État pour exploiter l'énergie des marées, lacs et cours d'eau. Les autorisations concernent les centrales d'une capacité inférieure ou égale à 4,5 MW et courent sur une période moyenne de 20 à 30, ans tandis que les concessions sont attribuées pendant environ 75 ans pour les installations supérieures à 4,5 MW. Ces dernières sont exploitées par deux opérateurs historiques : EDF, qui contrôle plus de 80 % du parc hydroélectrique, et Engie, qui en gère 12 % via ses deux filiales que sont la Société hydroélectrique du Midi (la Shem) et la Compagnie nationale du Rhône. Jusqu'à présent, les concessions étaient renouvelées par un système de "droit de préférence" qui assurait la reconduction quasi automatique des contrats. Ce système a été chamboulé en 2010 par la Commission européenne qui a exigé du gouvernement la mise en concurrence de ses concessions en contrepartie du maintien des tarifs réglementés pour les particuliers. Le précédent gouvernement avait enclenché le processus mais sans aboutir. Un calendrier avait été rendu public en avril 2010 avec la liste des premiers barrages concernés pour une puissance totale de 5 300 MW. Devant l'enjeu économique et énergétique du dossier, les différents ministres de l'Écologie ont cherché à temporiser afin de réfléchir à toutes les options possibles.

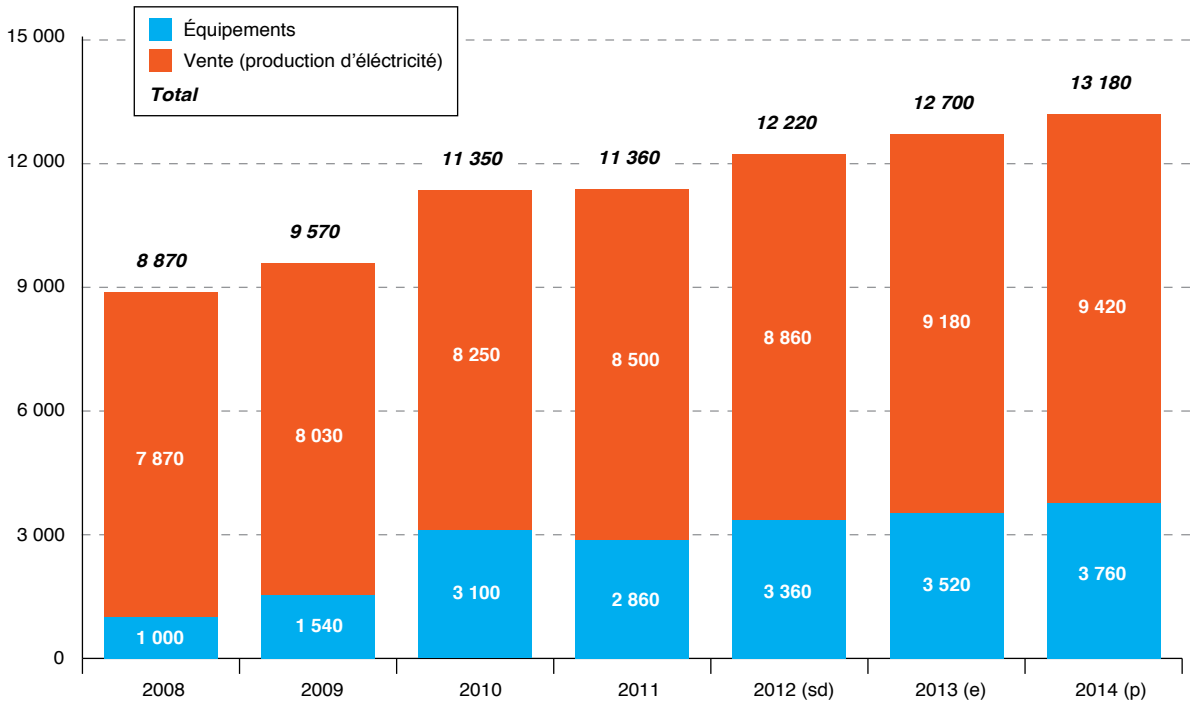
Le retard pris, a fini par exaspérer Bruxelles qui a mis en demeure la France en octobre 2015 en lui donnant jusqu'à la fin 2015 pour proposer des solutions et un plan concret. Dans la foulée, le ministère de l'Écologie a annoncé la publication de quatre nouveaux textes d'application de la loi de transition énergétique visant à "simplifier et moderniser la gestion de ces concessions" et permettant la mise en place de sociétés d'économie mixte (public-privé) lors des renouvellements.

Un projet de décret précise différentes possibilités ouvertes par la loi sur la transition énergétique : regroupement des concessions par vallée, mise en place de sociétés d'économie mixte (SEM) et de comités de suivi des concessions, et enfin versement des redevances. Le projet de décret définit également les règles de sécurité des ouvrages et d'établissement du règlement d'eau. En annexe est publié un modèle de cahier des charges pour les futurs appels d'offres. De plus, un nouveau calendrier est attendu pour début 2016. Les SEM auront un rôle important car elles serviront à limiter la privatisation des ouvrages. Pour rappel, une SEM est une société dont le capital est détenu à au moins 50 % par une ou plusieurs personnes publiques, mais qui doit également compter au moins une personne privée pour au moins 15 % du capital. Cette struc-

## Graph n° 3

*Nombre d'emplois directs dans le secteur de l'hydroélectricité en France*

*Source : Ademe 2014*




*(sd) : semi-définitif ( e ) : estimé (p) : prévisionnel*

turation est une spécificité française, aussi Bruxelles suit-il le dossier avec attention pour s'assurer que les mécanismes d'attribution des concessions ne contreviennent pas aux règles européennes de la concurrence.

Par ailleurs, suivant la volonté du ministère de l'Écologie, d'autres concessions pourront être prolongées si des travaux sont effectués. C'est par exemple le cas de la concession de la Compagnie nationale du Rhône qui porte sur une puissance de plus de 3 000 MW et qui pourrait être prolongée contre un engagement de travaux de 500 millions d'euros.

### Une filière industrielle d'excellence

Le secteur industriel français hydroélectrique est une filière d'excellence au rayonnement international. Composé à la fois de grands groupes et de PME performantes, il regroupe les multiples domaines nécessaires à sa chaîne d'activité (hydraulique, électrotechnique, génie civil, sciences de l'environnement, automatismes, etc.).

Ces secteurs ont développé des compétences de haut niveau et constituent de véritables clusters, moteurs de l'économie locale.

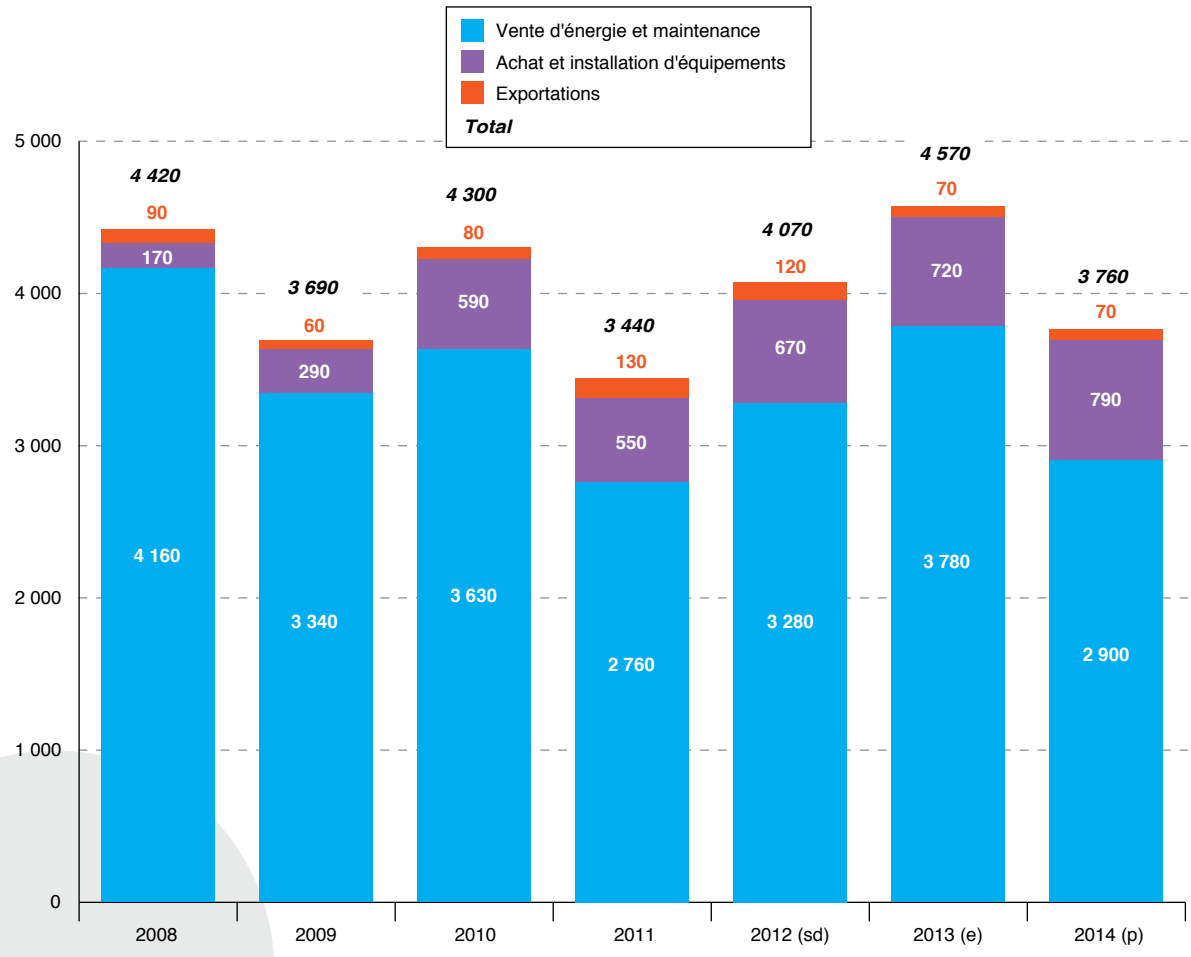
Le nombre d'emplois est évalué à fin 2014 pour l'ensemble de la filière à 13 180. Un chiffre en constante augmentation ces dernières années. En termes de chiffre d'affaires, l'Ademe avance un chiffre non définitif de 3,76 milliards d'euros pour 2014. L'activité économique de la filière repose pour les trois quarts sur la vente de l'énergie. Cette part est fluctuante d'une année à l'autre en fonction de la pluviométrie et donc des volumes d'électricité produits.

Aujourd'hui, le plus gros chantier français est celui de Romanche-Gavet, dans l'Isère. Commencé en 2010 et dirigé par EDF, il vise le remplacement de six anciennes centrales hydroélectriques (dont les premières ont été construites à la fin du XIX[e] siècle) et de cinq barrages au fil de l'eau de la vallée de la Romanche par une centrale souterraine. Les anciennes installations pouvaient produire un peu plus de 400 MWh. À la fin du projet, la capacité de production de la nouvelle ins-

## Graph n° 4

***Chiffres d'affaires du secteur (en millions d'euros)***

*Source : Ademe 2014*




*(sd) : semi-définitif (e) : estimé (p) : prévisionnel*

tallation devrait être de 560 MWh. Le projet représente un investissement d'environ 250 millions d'euros et la mise en service est prévue pour 2017.

Deuxième opérateur en France derrière EDF, Engie s'est également illustré en 2015 au travers de ses filiales opérant sur l'hydroélectricité. Ainsi la Shem, a achevé en mai 2015 la rénovation de la centrale de Saint-Géry dans le Lot pour un investissement de 6 millions d'euros. Les travaux ont porté sur l'ajout d'une quatrième turbine immergée avec des pales à rotation lente qui laissent passer les poissons. Cette turbine VLH (pour "very low head"), fabriquée par la société aveyronnaise voisine MJ2 Technologies, fonctionne avec une faible chute d'eau, un impact visuel très faible et un meilleur respect de l'environnement. Au final, ce nouvel ensemble permet au site un gain total de production de 2 800 MWh de plus par an, soit 46 % de plus qu'avant les travaux de rénovation. Plus généralement, la Shem a investi 27 millions d'euros en 2015 pour améliorer l'efficacité de ses ouvrages.

Du côté des PME, l'entreprise grenobloise HydroQuest a lancé en 2015, la commercialisation de sa gamme d'hydroliennes fluviales appelée HydroQuest River. La première machine a été raccordée au réseau ERDF en septembre 2015 à Orléans au terme d'une période de 10 mois de tests. L'hydrolienne utilise l'énergie cinétique des cours d'eau grâce à des turbines à double axe vertical et dotées d'accélérateurs permettant d'augmenter la vitesse du courant en générant peu de perturbations. Elle est installée sur un flotteur amarré au fond du fleuve par deux micropieux. HydroQuest souhaite commercialiser son produit non seulement en France mais aussi en Italie, en Russie, en Afrique, en Amérique latine et en Asie.

## Une PPE 2015 en retrait par rapport aux précédents objectifs

Le projet de programmation pluriannuelle de l'énergie diffusé en novembre 2015 a affiché un développement très contenu pour l'hydroélectrique en France. En partant d'une situation de 2014 comme base de référence (25,3 GW de puissance installée pour 62 TWh de production hors STEP), le texte projette un parc identique à fin 2018 et une croissance qui s'échelonnerait entre 25 800 et 26 050 MW à fin 2023 pour une production évaluée à 62 ou 63 TWh. Ces chiffres marquent un net recul par rapport aux objectifs qui avaient été posés par le précédent exercice de programmation, lequel visait à fin 2020 l'installation de 3 GW supplémentaires par rapport à la puissance de fin 2006 (soit un total d'environ 28 GW). Économiquement, ce retard est un manque à gagner car la réalisation de ces 3 GW aurait représenté, selon le syndicat France Hydro Électricité, une activité de plus de 2,1 milliards d'euros et la création de 2 000 emplois.

Pourtant, il existe de nombreuses perspectives de développement. Elles ont d'ailleurs été bien identifiées en novembre 2013 dans l'étude de convergence qui a été menée entre l'État et la profession représentée par l'UFE (Union française de l'électricité), en partenariat avec les DREAL. Au total, 3 TWh qui pourraient être valorisés à travers les appels d'offres en cours de concertation. Cela compensera la diminution de la production hydroélectrique due à l'application des diverses réglemen-

tations environnementales. Une évolution d'autant plus attendue que la profession estime cette baisse à près de 2,2 TWh !

Dans les mois à venir, le développement du secteur va passer par l'appel d'offres annoncé par le gouvernement pour 60 MW de nouvelles capacités dans la "micro et petite hydroélectricité". Prévu pour début 2016, ce programme doit redynamiser la filière. Les nouvelles capacités viendront d'installations nouvelles, de l'équipement d'ouvrages existants qui ne produisent pas encore d'électricité, ou de la réhabilitation de moulins et de petits ouvrages déjà en place.

*« Les appels d'offres en petite hydro sont une très bonne initiative, que nous saluons. Ils démontrent la volonté de la ministre de relancer la filière. Ils sont la résultante d'un retard important sur les objectifs de la PPI 2009, mais aussi de la réforme des mécanismes de soutien imposée par l'encadrement européen des aides d'État »,* déclare Jean-Marc Lévy, délégué général du syndicat France Hydro Électricité. Cependant, quelques points sont encore à revoir. En effet, toujours selon Jean-Marc Lévy, *« à ce jour, le cahier des charges de ces appels d'offres est en consultation car la procédure proposée est encore bien trop compliquée pour de petits porteurs de projets qui ne sont pas familiers de cet exercice ».* ●

**Quelques sites pour aller plus loin :**

- ✓ Les pages dédiées à la filière sur le site de l'Ademe : www.ademe.fr
- ✓ Les pages du SER consacrées à la filière plus l'annuaire des acteurs 2013-2014 : www.enr.fr
- ✓ www.france-hydro-electricite.fr
- ✓ www.ufe-electricite.fr
- ✓ www.barrages-cfbr.eu

# 3 QUESTIONS
## de l'Observatoire des énergies renouvelables

à **Philippe de Montalembert,** président d'Hydronext

**1 Le texte projet de la PPE n'ambitionne pratiquement aucune progression de la filière hydraulique à 2018 et 2023. Comment interprétez-vous ce fait ?**

*Nous ne sommes pas nous-mêmes producteurs, nous ne faisons qu'acheter leur électricité, donc nous avons plus de recul sur cette question. Cela dit, les objectifs de la PPE sont orientés par les possibilités d'aménagement du territoire français. Or en France, il y a peu de sites nouveaux à équiper car le marché est déjà bien avancé et par ailleurs, le potentiel existant est difficile à concrétiser* (notamment de par le classement des cours d'eau, voir fiche sur la filière – NDLR). *Donc les textes de la PPE ne dénotent pas un désintérêt pour la filière mais ils s'adaptent au contexte actuel français.*

**2 Comment évolue l'activité petite hydroélectrique française en ce moment ?**

*Il y a quelques nouveaux projets qui émergent mais l'effort de réflexion porte avant tout sur la décision de renouveler ou de rénover les installations, surtout pour celles qui sont rémunérées par un mécanisme d'obligation d'achat.*

*Là-dessus, il y a eu une évolution législative positive. En effet il y a deux types de tarifs : un pour les installations nouvelles et un pour les installations rénovées. Auparavant, les critères d'investissement pour qualifier une installation nouvelle étaient faibles et les installations rénovées pouvaient profiter du tarif appliqué aux installations nouvelles, qui est plus avantageux. Depuis, ces critères d'investissement ont été relevés, ce qui permet d'appliquer des tarifs plus en adéquation et plus proportionnels à l'effort d'investissement.*

*Le mécanisme de complément de rémunération (CdR) est également une bonne chose car il va permettre de faire vivre les actifs sur le marché et de mettre progressivement les producteurs dans une situation de marché. En 2012, les producteurs avaient été amenés brutalement sur le marché et les conditions étaient pour eux anxiogènes. Ce CdR les aide à intégrer progressivement une logique de marché et à aller plus en douceur.*

**3 Quelles sont les qualités d'un agrégateur attendues par les petits producteurs ?**

*Il faut évidemment que le coût de la prestation soit le plus faible possible. Et l'agrégateur doit être cohérent et professionnel sur ses prévisions de production ou sur la qualité de son foisonnement. Par ailleurs, la solidité financière de l'agrégateur a son importance. Cependant, les*



**Observ'ER**
Le Baromètre 2015
des énergies renouvelables
électriques en France

*contrats entre producteur et agrégateur sont de court terme. Donc les producteurs pourront changer facilement et rapidement d'agrégateur si la prestation ne leur convient pas. Pour cela, il faut que le marché français se dessine comme le marché allemand, plus mature, qui compte une soixantaine d'agrégateurs. Un marché avec un bon tissu concurrentiel de l'agrégation sera dynamique et sain pour le secteur de l'hydroélectricité.* ●

*Plateforme de Décines, dédiée à la préparation et au stockage de biomasse – Rhône-Alpes.*

EDF/Olivier Guerrin

**Surtout utilisée pour la production de chaleur, la biomasse solide est également présente dans le secteur de l'électricité, où le parc progresse essentiellement grâce aux appels d'offres de la CRE. La filière pourrait trouver une nouvelle dynamique au travers des objectifs ambitieux posés par la Programmation pluriannuelle de l'énergie. Pour cela, les professionnels devront relever plusieurs défis, parmi lesquels la sécurisation des approvisionnements, l'innovation dans les procédés et la diversification des financements.**

## CHIFFRES CLÉS

***Puissance installée à fin octobre 2015***

**365 MW**

*Production électrique en 2014*

**1 820 GWh**

***Objectif PPE 2018***

**540 MW**

*Objectif PPE 2023 (option basse)*

**790 MW**

*Objectif PPE 2023 (option haute)*

**1 040 MW**

***Emplois directs dans la filière fin 2014 (toutes valorisations)***

**6 950**

*Chiffre d'affaires dans la filière en 2014 (toutes valorisations)*

**2 057**
**millions d'euros**



# FILIÈRE BIOMASSE SOLIDE

**Observ'ER**
Le Baromètre 2015
des énergies renouvelables
électriques en France

### Un parc en très légère progression

La biomasse occupe une place centrale parmi les énergies renouvelables françaises. Elle est essentiellement utilisée pour des valorisations thermiques chez les particuliers, dans les collectivités ou dans l'industrie, mais le secteur participe également à la production électrique en base. À fin octobre 2015, le parc français de centrales électriques fonctionnant à la biomasse était de 36 sites pour une puissance de 365 MWe. En plus de cela, cinq sites sont en construction pour une capacité totale de 216 MWe.

Malgré des taux de réalisation médiocres, la politique française de soutien à la production d'électricité à partir de bois-énergie repose depuis dix ans sur des appels d'offres lancés par la CRE (Commission de régulation de l'énergie). Sur les 37 sites en fonctionnement ou en construction, 29 ont été retenus à un des quatre appels d'offres biomasse de la CRE. Sept sont sous le régime de l'obligation d'achat, et un bénéficie d'un contrat de vente de l'électricité au fournisseur d'électricité renouvelable Enercoop. Avec des seuils d'éligibilité élevés pour ces appels d'offres, les pouvoirs publics ont privilégié l'émergence de quelques grandes centrales plutôt qu'une multitude de petits sites répartis sur tout le territoire. Un choix qui tranche avec le reste de l'Europe (Allemagne, Autriche, Italie notamment), où des centaines de cogénérations biomasse de 1 à 2 MWe équipent des scieries, de petits industriels et des réseaux de chaleur.

Les deux premiers appels d'offres, CRE 1 et CRE 2, lancés en 2005 et 2007, ont surtout intéressé les sites de production de pâte à

## Tabl. n° 1

*Répartition des centrales biomasse par type de soutien, appels d'offres et tarif d'obligation d'achat*

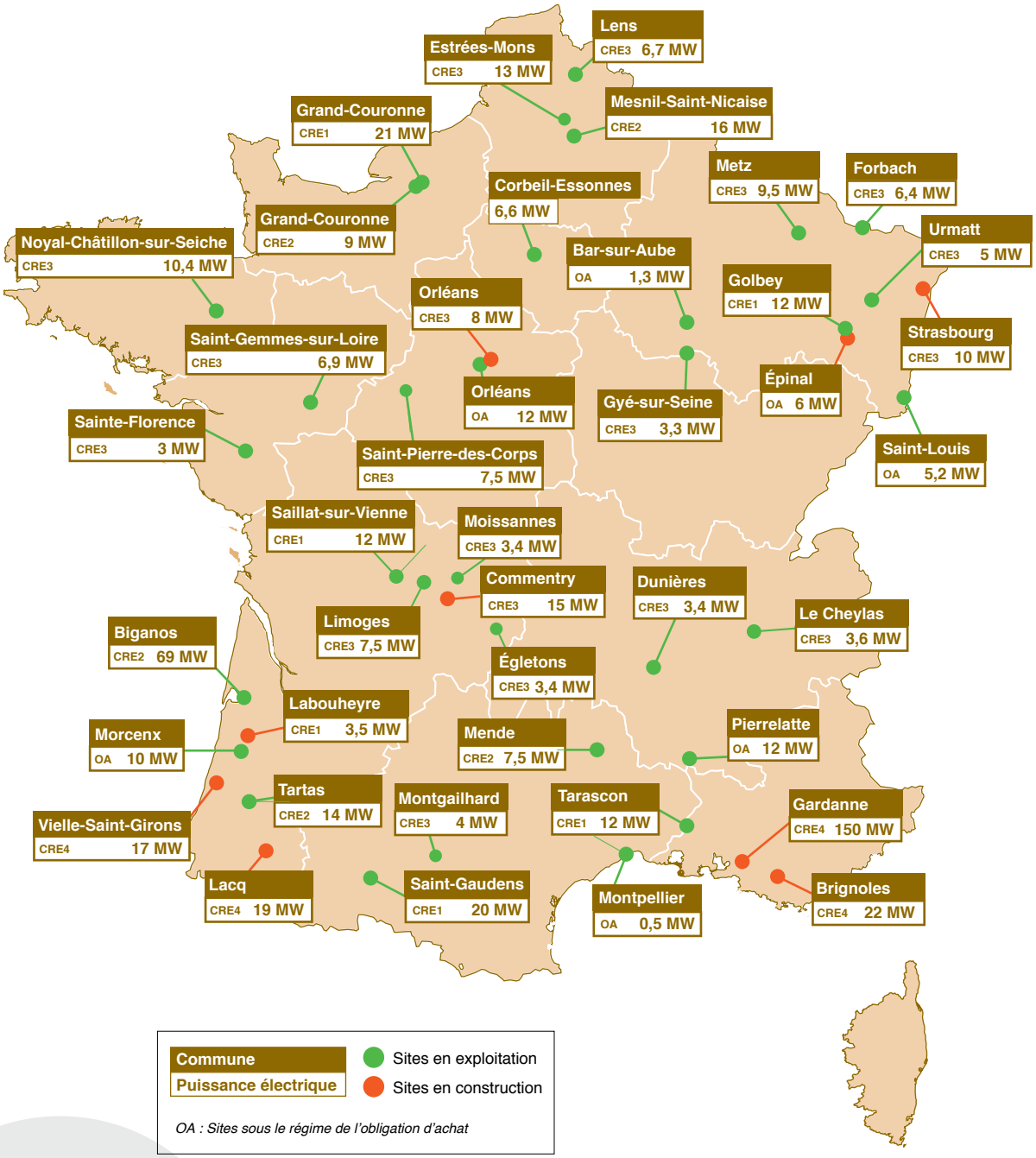
*Source : Observ'ER 2015*

| Appels d'offres | Résultats | Puissance minimale des dossiers | Nombre de projets retenus/ déposés | Puissance retenue (MW) | Nombre de centrales en exploitation ou en construction | Puissance totale sites en exploitation ou en construction (MW) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| CRE 1 (2003) | Janvier 2005 | 12 MW | 14 / 23 | 216 | 5/14 | 77 |
| CRE 2 (2006) | Juin 2008 | 5 MW | 22 / 56 | 314 | 5/22 | 115,5 |
| CRE 3 (2009) | Janvier 2010 | 3 MW | 32 / 106 | 250 | 20/32 | 133,5 |
| CRE 4 (2010) | Octobre 2011 | 12 MW | 15 / 16 | 420 | 4/15 | 208 |
| Régime de l'obligation d'achat | | | | | 6 | 46,5 |
| Contrat de vente directe de l'électricité à Enercoop | | | | | 1 | 0,5 |
| Nombre total de sites de cogénération biomasse en exploitation ou en construction | | | | | 41 dont 5 en construction | 581 dont 216 MW en construction |

# Carte n° 1

***Cartographie des sites de production d'éléctricité à partir de biomasse solide à fin octobre 2015.***

*Source : Observ'ER 2015*



papier puisque 7 des 10 centrales se situent chez ce type d'industriels : Fibre Excellence, UPM Kymmene, Tembec et aussi Smurfit Kappa. Ce dernier consomme la chaleur de la plus grande centrale de cogénération biomasse actuellement en fonctionnement en France, sur son site de Biganos en Gironde. Avec 69 MWe de puissance, l'installation conçue, financée et exploitée par Dalkia brûle plus de 500 000 tonnes/an d'écorces de souches et déchets de bois issus du process de fabrication. L'appel d'offres CRE 2 a également séduit des industriels agroalimentaires : le producteur d'huiles Saipol à Grand-Couronne (Seine-Maritime, 9 MWe) et le fabricant d'additifs alimentaires Ajinomoto au Mesnil-Saint-Nicaise (Somme, 16 MWe). De plus, la municipalité de Mende (Lozère, 7,5 MWe) alimente son réseau de chaleur grâce à la cogénération biomasse de Bio Énergie Lozère (Engelvin).

Toutefois, les taux de réalisation des appels d'offres CRE 1 et CRE 2 - nombre de sites construits par rapport au nombre de projets retenus – sont seulement de 36 % et 23 %. Ces résultats s'expliquent par des seuils minimaux d'éligibilité de respectivement 12 et 5 MWe. Ces niveaux de puissance électrique supposent des potentiels de valorisation de chaleur que seuls de grands industriels peuvent proposer : une centrale de cogénération à la biomasse génère 3 MWh thermiques pour chaque MWh électrique produit. De plus, les volumes de bois à mobiliser sont considérables puisque 10 MWe de puissance installée nécessitent environ 120 000 tonnes de bois par an.

## Réseaux de chaleur en cogénération

Fin 2015, 13 réseaux de chaleur sont équipés d'une cogénération au bois-énergie. En dehors de Mende (Lozère), retenu en CRE 2, ces équipements sont pour la plupart issus du CRE 3. En effet, la grande particularité de ce troisième appel d'offres, dont les résultats ont été publiés en 2010, a été de favoriser la candidature de réseaux de chaleur. Ainsi, 9 des 15 cogénérations construites dans ce cadre valorisent leur chaleur dans un réseau urbain. L'exploitant du réseau peut ainsi bénéficier d'une double source de revenus : la vente d'électricité à EDF et la vente de chaleur aux abonnés. De plus, lorsque le mix énergétique du réseau dépasse 50 % d'énergies renouvelables, le taux de TVA sur l'abonnement et sur la vente de chaleur est de seulement 5,5 %. Souvent, ces bonus financiers sont répercutés aux abonnés qui voient ainsi leur facture baisser.

Six cogénérations au bois ont été installées par Dalkia dans le cadre du CRE 3 en périphérie d'Angers, de Rennes et de Tours ainsi qu'à Lens, Limoges et Orléans. Et en 2016, l'énergéticien s'apprête à mettre en route la cogénération du réseau de chaleur de Strasbourg (10 MWe). Cofely a équipé le réseau de chaleur de Forbach (Moselle) d'une installation de 6,4 MWe. Et non loin de là, à Metz, la régie d'énergie de la ville (UEM) a doté le réseau d'une cogénération de 9,5 MWe.

Grâce à un seuil d'éligibilité ramené à 3 MWe, l'appel d'offres CRE 3, lancé en 2009, a séduit un nouveau profil de producteurs : les fabricants de granulés de bois. C'est le cas des scieries Archimbaud (Labouheyre, Landes), Piveteau (Sainte-Florence, Vendée ; Égletons, (Corrèze), les Scieries du Limousin (Moissannes, Haute-Vienne) et Siat Braun (Urmatt, Bas-Rhin) dont les process de fabrication des



**Observ'ER**
Le Baromètre 2015
des énergies renouvelables
électriques en France

pellets de bois sont alimentés en chaleur par des cogénérations biomasse de 3 à 5 MWe. En Haute-Loire et Isère, les fabricants de granulés Moulin Bois Énergie et Alpes Énergie Bois ont également investi dans une cogénération pour couvrir leurs besoins énergétiques et améliorer l'équilibre financier des usines par la vente d'électricité. Le taux de réalisation de l'appel d'offres CRE 3 est supérieur à celui des deux précédentes éditions : près de la moitié des projets retenus ont été construits. Pourtant, plusieurs projets industriels n'ont pas abouti en raison des difficultés de financement ou de mobilisation du bois sur une si longue durée.

## CRE 4 : UNE CIBLE 100 % INDUSTRIELLE

Malgré ces difficultés récurrentes de concrétisation des projets, l'appel d'offres CRE 4 a de nouveau ciblé exclusivement les grands sites industriels (seuil minimum de puissance de 12 MWe). Fin 2015, 4 centrales sont en exploitation ou en construction. Le projet de 20 MWe du développeur Akuo pour le papetier GemDoubs à Novillars (Doubs) serait en attente de bouclage financier. Les 10 autres projets ayant été abandonnés, le taux de réalisation de cet appel d'offres sera au mieux d'un sur trois.

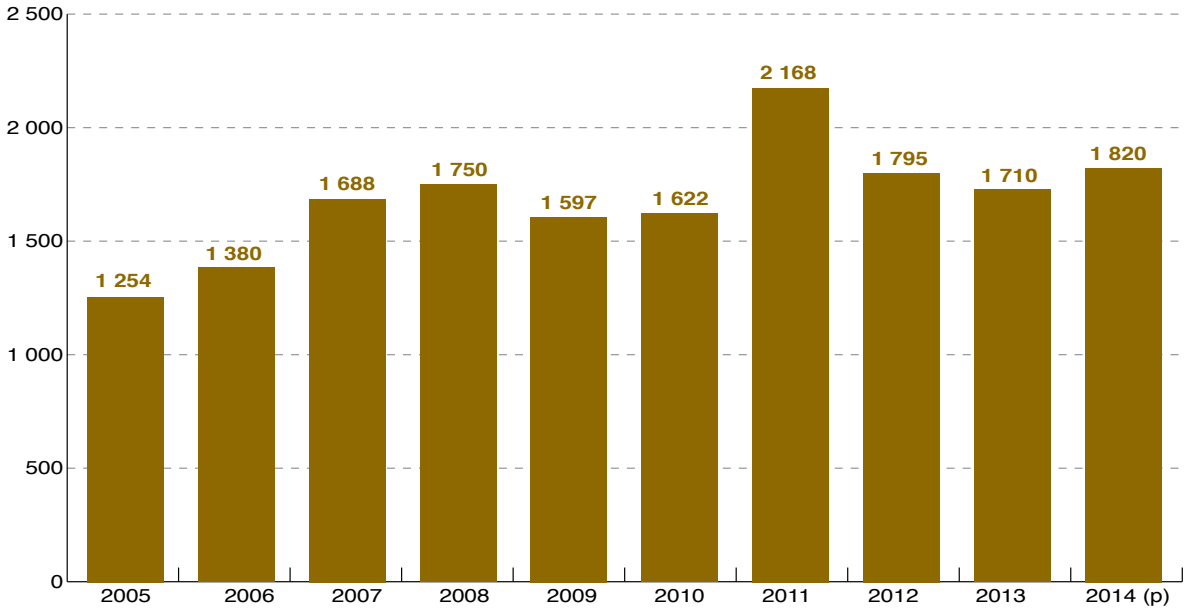
Sa particularité a été d'accorder une dérogation aux projets de centrales électriques à biomasse implantés en Provence-Alpes-Côte d'Azur et en Bretagne, deux régions déficitaires en électricité et fragiles en période de pics de demande. Ces projets ont la possibilité de déroger à la règle d'un minimum de 60 % d'efficacité énergétique (part d'énergie primaire valorisée en électricité et chaleur)… à condition de pouvoir justifier que "le projet contribue à améliorer la sécurité d'alimentation en électricité de la région". En contrepartie, ces projets s'engagent sur une disponibilité annuelle de l'installation d'au moins 7 500 heures, contre 3 000 heures en équivalent pleine puissance pour les autres sites, afin de couvrir le socle des besoins de consommation d'électricité qui reste constant sur l'année. Sur les 4 projets en exploitation ou en construction, deux entrent dans ce cadre.

Le projet le plus important en taille concerne la centrale électrique à charbon d'E.ON à Gardanne (Bouches-du-Rhône), dont la tranche 4 est en cours de conversion à la biomasse grâce à un investissement de 250 millions d'euros. La mise en route est prévue au premier semestre 2016. L'installation de 150 MWe couvrira 6 % de la production d'électricité de la région et 3 % de la consommation. Les volumes de bois nécessaires à son approvisionnement s'élèvent à 830 000 t/an. À l'origine, l'énergéticien allemand avait prévu pour les trois premières années des volumes de bois importés de 335 000 t/an ainsi que 310 000 t/an de bois forestiers locaux (régions Provence-Alpes-Côte d'Azur, Languedoc-Roussillon, départements limitrophes). Mais les vives inquiétudes formulées par la filière bois lors des comités régionaux biomasse ont conduit le préfet à exiger une réduction de moitié des approvisionnements provenant de la forêt provençale. De 2016 à 2018, 168 000 t/an proviendront donc des forêts locales (dont 83 000 t de PACA et 59 000 t de Languedoc-Roussillon) et 456 000 t/an seront importées par le port de Fos-sur-Mer (des pays baltes, d'Espagne, d'Amérique du Nord et du Sud). Cette hausse de la part des bois d'importation déséquilibre le business plan initial. L'objectif d'E.ON est donc d'accompagner la filière bois locale dans

## Graph. n° 1

*Évolution de la production électrique biomasse solide en GWh*

*Source : SOeS 2015*




*(p) : prévisionnel*

sa structuration afin de substituer dans les dix ans qui viennent les volumes importés par du bois-énergie des forêts du Sud-Est. À Brignoles dans le Var, le spécialiste du traitement des déchets Inova (filiale d'Altawest et de la Caisse des Dépôts) termine la construction de sa centrale électrique de 22 MWe. Elle non plus ne dispose pas pour le moment de valorisation de l'énergie thermique. Cette dernière dépendra des entreprises qui s'installeront dans la zone d'activité voisine. Enfin, un troisième projet, hors appel d'offres, concerne lui aussi la région PACA. Situé au Broc (Alpes-Maritimes), il s'agit d'un projet de création d'une scierie couplée à de la production de granulés de bois, le tout alimenté par une cogénération bois pour 2 MWe. L'appel d'offres CRE 4 a aussi séduit des industriels de la chimie. À Vielle-Saint-Girons dans les Landes, dans l'usine DRT, spécialisée dans la valorisation de la colophane et de l'essence de térébenthine extraite de la résine de pin, une centrale de 17 MWe a été mise en route fin 2014 par Cofely Services. Elle a été cofinancée par Cofely Services, DRT et la Caisse des Dépôts. La mise en service est prévue fin 2015 pour la cogénération de 19 MWe construite par Cofely Services à Lacq (Pyrénées-Atlantiques) pour alimenter en vapeur Sobegi, la société gestionnaire des plateformes industrielles de Lacq et Mourenx.

### Montée en puissance de la gazéification

La technologie de gazéification CHO Power, mise au point avec difficulté par l'industriel Europlasma sur son site pilote de Morcenx (Landes), apporte une solution innovante pour la valorisation énergétique des déchets

### *Montpellier : première trigénération au bois*

***La SERM (Société d'équipement de la région montpelliéraine) a mis en service au printemps 2015 la première trigénération au bois de France. Cette centrale biomasse produit simultanément de la chaleur, de l'électricité et du froid. Elle comprend deux chaudières bois : une chaudière eau chaude de 3 MWth et une chaudière eau surchauffée à 200 °C de 5,5 MWth dédiée au module de cogénération : l'ORC (le principe ORC est expliqué en fin de chapitre "3 Questions à"). L'ORC, conçu et fabriqué par la société française Enertime, produit de l'électricité et fournit de la chaleur sous forme d'eau chaude au réseau de chaleur de l'écoquartier Port Marianne (5 200 logements et 600 000 m² de bureaux). En été, la chaleur produite est transformée en froid par des groupes de froid à absorption. Cette installation exemplaire, retenue dans le programme Écocité-Ville de demain, bénéficie à ce titre de 31 % de subventions de l'État sur les 15,88 millions d'euros d'investissement.***
***La SERM a bousculé l'ordre établi en ne vendant pas son électricité à EDF : le site ayant une puissance inférieure à 5 MWe, il n'entre pas dans le cadre du tarif d'obligation d'achat par EDF. La SERM a préféré choisir Enercoop, seul fournisseur d'électricité 100 % renouvelable.***

et du bois. Après le développement, la technologie est entrée en phase de commercialisation. Chaque unité possède une puissance de 11 MWe, elle consomme 37 000 t/an de déchets industriels banals et 15 000 t/an de plaquettes forestières. Du gaz de synthèse composé majoritairement de méthane et d'hydrogène est produit dans un gazéifieur. Le gaz obtenu est traité puis injecté dans des moteurs à gaz produisant de l'électricité avec un rendement présenté comme supérieur à celui des turbines classiques. La technologie a déjà séduit trois porteurs de projets. À Thouars (Deux-Sèvres), le site multiénergie TIPER (biogaz, solaire, éolien) pourrait commencer la construction dans les prochains mois ; la chaleur servira à sécher du bois. La commune de Locminé (Morbihan), qui construit actuellement une unité de méthanisation, compte poursuivre fin 2016 par une usine CHO Power. La communauté de communes de Montauban-de-Bretagne (Ille-et-Vilaine) s'y intéresse aussi.

Le fournisseur de bois-énergie finistérien Bois Services compte lui aussi se développer dans la gazéification de la biomasse. Son fondateur, Bernard Caroff, a commencé l'installation d'un gazéifieur de bois d'une puissance de 2 MW à côté de ses 8 ha de serres, déjà chauffées avec des chaudières à bois (précisons que son premier métier est la production de tomates). Il se donne toute l'année 2016 pour effectuer les réglages et les analyses du gaz produit, afin d'obtenir une combustion optimale. En 2017, la production d'électricité sera expérimentée par passage du gaz de synthèse dans une turbine appropriée. Cette électricité sera majoritairement autoconsommée. Une fois toutes ces étapes validées, Bois Services compte commercialiser la technologie auprès des industriels agroalimentaires du Grand Ouest. Ses atouts : un montant d'investissement de 30 % inférieur à une chaudière bois et



**Observ'ER**
Le Baromètre 2015
des énergies renouvelables
électriques en France

des coûts de maintenance très inférieurs. À noter enfin, qu'un pilote semi-industriel de gazéification de biomasse a été installé sur le Campus Bois d'Épinal (Vosges) au sein du Laboratoire d'étude et de recherche sur le matériau bois (200 kW, 3,4 millions d'euros d'investissement). Dans le cadre d'un programme de l'Agence nationale de la recherche, il doit permettre d'étudier les facteurs d'amélioration de cette technologie.

## Passage de relais entre le tarif d'achat et le complément de rémunération

Depuis 10 ans et le lancement des premiers appels d'offres sur la filière par la CRE, c'est le dispositif de tarif d'obligation d'achat qui était proposé aux projets lauréats. Plusieurs arrêtés successifs encadrent ce dispositif, le dernier datant du 27 janvier 2011 ***(voir tableau n° 2)***. Fin 2014, cinq installations bénéficiaient du tarif d'obligation d'achat : l'usine Bio-Bar à Bar-sur-Aube (1,2 MWe, Aube), l'usine de gazéification de biomasse CHO Power de Morcenx (10 MWe, Landes), ainsi que les réseaux de chaleur de Saint-Louis (5,2 MWe, Haut-Rhin) et de Pierrelatte (12 MWe, Drôme). Deux autres cogénérations sur réseaux de chaleur ont été mises en route en 2015 par Cofely Services à Orléans (12 MWe) et à Épinal (6 MWe).

Cependant, depuis le 1er janvier 2016, comme pour les autres EnR électriques[1], le dispositif de tarif d'obligation d'achat ne s'applique plus aux nouveaux projets. La France se conforme aux exigences de l'Union européenne en matière d'aides d'État qui stipulent que les EnR électriques doivent désormais être intégrées au marché. Pour la biomasse solide, le dispositif vers lequel s'orientent les pouvoirs publics reste celui de l'appel d'offres, mais cette fois associé à un complément de rémunération en remplacement du tarif d'achat.
Par ailleurs, le développement de la filière va s'inscrire dans le cadre d'objectifs définis dans une Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) objectifs, en l'occurrence assez ambitieux. Il est prévu que la biomasse solide atteigne un parc de puissance

**1.** *Hormis l'éolien. Voir page 130.*

## Tabl. n° 2

*Tarifs d'achat de l'électricité issue de la biomasse*
*Source : DGEC*

| | | |
|---|---|---|
| Arrêté du 27 janvier 2011 | Installations de 5 à 12 MWe de puissance | 4,34 c€/kWh<br>+ prime de 7,71 à 10,62 c€/kWh selon efficacité énergétique |
| Arrêté du 28 décembre 2009 | Installations de 5 à 12 MWe de puissance | 4,5 c€/kWh<br>+ prime de 8 c€/kWh selon la biomasse consommée<br>+ prime de 0 à 5 c€/kWh selon efficacité énergétique |
| Arrêté du 16 avril 2002 | Installations de moins de 5 MWe de puissance | 4,9 c€/kWh<br>+ prime de 0 à 1,2 c€/kWh selon efficacité énergétique |

### *L'approvisionnement, clé de voûte des projets*

***Les projets de cogénération exigent couramment plusieurs dizaines de milliers de tonnes de biomasse, voire pour certains plusieurs centaines de milliers de tonnes (ex. : Smurfit Kappa à Biganos ou E.ON à Gardanne). Un projet ne peut voir le jour que si son plan d'approvisionnement à long terme a été validé et suivi par la cellule biomasse pilotée par la préfecture de la région concernée. Celle-ci dispose d'une vision globale des projets de chaufferies et de centrales de cogénération susceptibles de consommer le bois-énergie du territoire. Mais la validation ou non du plan d'approvisionnement nécessite aussi d'avoir une vision dynamique de l'évolution future de la disponibilité de la ressource. Les schémas régionaux biomasse prévus dans la loi de transition énergétique vont justement permettre de fixer des objectifs locaux de développement de la biomasse. Ils seront établis conjointement entre la préfecture et la Région d'ici février 2017. Certaines Régions ont déjà élaboré leur schéma régional biomasse. C'est le cas de Midi-Pyrénées (en 2013) dont l'interprofession bois prévoit*** « une disponibilité supplémentaire de 100 000 t/an assez facile et jusqu'à 300 000 t/an, à condition que des mesures favorables à la mobilisation soient prises ».

#### 35 MILLIONS D'EUROS PAR AN ISSUS DU FONDS CHALEUR

***La question du financement de la mobilisation du bois, dans un contexte de morcellement extrême de la forêt privée française, reste entière. La loi d'avenir pour l'agriculture a prévu le fonds stratégique bois forêt dont la dotation reste encore très modeste.***

de 540 MW fin 2018, soit une croissance de pratiquement 50 % par rapport au niveau de fin 2015. À fin 2023, les options fixées vont de 790 à 1 040 MW.

Afin de préparer le futur appel d'offres triannuel bois-énergie et méthanisation, la DGEC (Direction générale de l'énergie et du climat) a consulté les professionnels à trois reprises entre août 2014 et mai 2015. En septembre 2015, un projet de cahier des charges leur a été soumis. Son contenu contraste avec les appels d'offres précédents. En premier lieu, les installations éligibles auraient des puissances minimales de 300 kWe (contre 3 à 12 MWe jusqu'ici). Le CIBE (Comité interprofessionnel du bois énergie) réclamait depuis longtemps cette évolution puisque l'essentiel du potentiel concerne des petites puissances. Toutefois, il juge néfaste de mettre en concurrence des projets de taille si différente dont les prix cibles seront forcément défavorables aux petites unités. De plus, le dispositif de vente de l'électricité sur le marché impose de s'adresser à un agrégateur (courtier en énergie), une démarche qui peut dissuader les petits opérateurs.

Par ailleurs, la puissance maximale serait de 25 MWe, une valeur qui autoriserait 95 % des projets mais exclurait les centrales géantes dont les volumes d'approvisionnement peuvent déstabiliser momentanément les filières bois locales. En revanche, les professionnels sont dans l'incertitude concernant le volume appelé chaque année ; seule



**Observ'ER**
Le Baromètre 2015
des énergies renouvelables
électriques en France

*Suite de l'encadré de la page 65*

***En revanche, en 2016, l'Ademe va consacrer un budget de 35 millions d'euros issu du fonds chaleur à l'appel à manifestations d'intérêt AMI Dynamic Bois qui permettra d'accompagner des solutions innovantes pour mobiliser davantage de bois-énergie. Les 24 projets retenus, répartis sur toute la France, impliquent environ 200 acteurs de la filière bois et plusieurs milliers de propriétaires forestiers. La mobilisation de bois supplémentaire est estimée à plus de 4 millions de m³ sur 3 ans, dont la moitié de bois-énergie. En 2016, un nouvel AMI sera lancé pour un montant minimum de 20 millions d'euros.***

***Enfin, concernant le broyat d'emballages en bois utilisé comme combustible (soit 800 000 t/an), considéré suite à une évolution réglementaire comme un déchet, il a fait l'objet d'une démarche interprofessionnelle[2] de sortie du statut de déchet (SSD). Depuis le 15 octobre 2014, les chaufferies classées 2910-A ICPE qui utilisent ce combustible doivent pouvoir présenter pour chaque camion reçu une attestation de SSD communiquée par leurs fournisseurs. Elle apporte la garantie que ces derniers ont mis en place la certification SSD (ou ont a minima entamé la démarche), assurant ainsi que ces bois ont été préparés et analysés conformément à ces prescriptions. Les organismes impliqués dans la SSD se sont réunis dans l'association Eco-Bois pour accompagner les producteurs de combustibles bois : formations, mise à disposition d'un mode opératoire spécifique et de fiches explicatives, accès à des tarifs avantageux et à un cahier des charges unique pour les analyses d'échantillons de bois, sélection d'organismes certificateurs accrédités Cofrac. Pendant un an, l'État a toléré la délivrance d'attestations par des fournisseurs en cours de démarche. La pression est désormais mise pour que les 100 à 150 plateformes bois-énergie obtiennent cette certification.***

**2.** *Les organismes concernés par la démarche sont : Amorce, Comité interprofessionnel du bois énergie (Cibe), France Biomasse énergie (Ser), Fédération des services énergie environnement (Fedene), Fédération des entreprises du recyclage (Federec), Fédération nationale du bois (FNB).*

une fourchette de 50 à 100 MWe/an a été annoncée. Toutefois, le paramètre essentiel pour l'émergence de projets sera bel et bien le prix du gaz naturel. Sa baisse régulière de septembre 2014 à octobre 2015 a mis un coup d'arrêt à beaucoup d'études de faisabilité biomasse pour la chaleur comme pour la cogénération. ●

**Quelques sites pour aller plus loin :**

- ✓ www.cibe.fr
- ✓ www.cogenerationbiomasserhonealpes.org
- ✓ La rubrique "cogénération" de la revue *Énergie Plus* (www.energie-plus.com)
- ✓ La rubrique "cogénération" du club ATEE www.atee.fr
- ✓ France Biomasse Énergie, commission biomasse du Syndicat des énergies renouvelables : www.enr.fr

# 3 QUESTIONS
## de l'Observatoire des énergies renouvelables

à **Gilles David,** cofondateur et président d'Enertime (constructeur de turbines ORC)

**1 Vous avez installé le premier module ORC sur un réseau de chaleur français au bois, à Montpellier. Comment fonctionne cette technologie ?**

*Tout d'abord, il faut préciser que la technologie ORC est largement répandue en Europe puisqu'elle concerne, en nombre d'unités, environ 70 % des cogénérations biomasse de moins de 10 MW. Un module ORC utilise le cycle organique de Rankine (Organic Rankine Cycle). Le principe thermodynamique est le même que pour un cycle à turbine à vapeur, mais en remplaçant la vapeur par un fluide qui se détend sans risque de condenser et dont les caractéristiques thermodynamiques et la densité permettent de travailler sans risque à moyenne température avec des ensembles compacts et fiables. Résultat, jusqu'à 3 MW, un module ORC nécessite un investissement et une maintenance moindres pour obtenir un rendement d'environ 85 %, en électricité + chaleur à 90 °C. Il permet ainsi de produire de l'électricité à un coût raisonnable dans des installations de moins de 2 MWe.*

**2 Pourquoi n'y a-t-il pas plus d'installations ORC en France ?**

*La France a toujours privilégié les grandes centrales électriques à la biomasse. Les seuils d'éligibilité des appels d'offres CRE étaient de 3, 5 et 12 MWe. Quant au tarif d'obligation d'achat, il exigeait une puissance minimale de 5 MWe. Il n'y avait donc pas de place pour les petits projets. Or, les territoires à énergie positive sont demandeurs de petites installations biomasse capables d'alimenter avec du bois local un bâtiment ou un quartier en chaleur et en électricité renouvelable. Dans les départements et régions d'outre-mer, le potentiel de petites centrales biomasse est important, en particulier en Guyane et en Nouvelle-Calédonie, pour remplacer le fioul, combustible surtout utilisé localement, pour la production d'électricité et faire ainsi économiser de la CSPE.*

**3 Pensez-vous que le futur mécanisme de soutien sera plus favorable aux petits sites ?**

*La suppression du tarif d'obligation d'achat est une bonne chose car plus personne n'en voulait. D'ailleurs, il n'a permis de sortir que très peu de projets. Quant aux futurs appels d'offres biomasse, ils prévoient un seuil minimum de 300 kWe, c'est une révolution ! Après, encore faut-il que les plus petits projets parviennent à être concurrentiels avec les grands au sein d'une même consultation.* ●

**Observ'ER**
Le Baromètre 2015 des énergies renouvelables électriques en France



Retour au sommaire

# BIOMASSE SOLIDE

*Unité de méthanisation sur le site de Gâtinais Biogaz à Château-Renard –Loiret.*

Naskeo

# CHIFFRES CLÉS

***Puissance électrique installée fin septembre 2015 (méthanisation et ISDND)***

**332 MW**

***Production électrique en 2014***

**1 737 GWh**

***Objectif PPE 2018 dans des installations de méthanisation***

**137 MW**
***(57 MW installés fin 2014)***

***Objectif PPE 2023 dans des installations de méthanisation***

**237 – 262 MW**

***Emplois directs dans la filière fin 2014***

**1 320**

***Chiffre d'affaires dans la filière en 2014***

**350**
**millions d'euros**

**Le modèle français de la méthanisation, basé sur le traitement des effluents d'élevage et des déchets, commence à trouver sa place. Cependant, la refonte du dispositif de soutien s'avère indispensable pour passer de 50 à 80 nouvelles unités par an et réaliser les objectifs fixés. La revalorisation du tarif d'achat de l'électricité pourrait donner un élan supplémentaire au secteur.**



# FILIÈRE BIOGAZ

## 332 MW de puissance électrique raccordée à fin 2015

Le biogaz provient de la fermentation en l'absence d'oxygène de la matière organique (effluents d'élevage, déchets agroalimentaires, boues d'épuration, déchets ménagers…). C'est une énergie aux valorisations multiples (chaleur, électricité, gaz renouvelable, carburant) dont la production est prévisible et stockable. Au 30 septembre 2015, 392 sites de production générés par du biogaz étaient raccordés au réseau ERDF, pour une puissance totale installée de 332,36 MW. La progression est de 13 % pour la puissance installée par rapport à septembre 2014.

Plusieurs types d'installations existent. Les décharges (ou installations de stockage de déchets non dangereux – ISDND) sont les plus importantes productrices d'électricité à partir du biogaz. Selon l'enquête ITOM 2012 de l'Ademe[1], 113 des 238 installations enregistrées sur le territoire valorisent le biogaz généré spontanément par la fermentation des déchets, 49 produisent uniquement de l'électricité, et 43 fournissent de l'électricité et de la chaleur. L'ensemble des sites fournit 953 GWh d'électricité. Plusieurs dizaines de projets de valorisation de biogaz de décharge seraient actuellement en cours.
En dehors du cas spécifique des ISDND, la production de biogaz s'effectue dans des cuves étanches et isolées : les unités de méthanisation. Les types de déchets traités sont divers. Il existe 11 unités de méthanisation des ordures ménagères, un nombre stable depuis trois ans. La majorité de ces unités sont intégrées à une filière complète dite TMB pour traitement mécano-biologique, où un tri automatique sépare la fraction fermentescible et les matières recyclables des déchets résiduels. Après avoir suscité un immense intérêt auprès des collectivités et pour de très nombreux projets, le développement du TMB est aujourd'hui quasiment stoppé en raison des mauvais retours d'expérience : extraction de matières organiques trop faible, nuisances importantes (atmosphère de travail très agressive, odeur, etc.), digestat impossible à valoriser comme engrais en raison de la présence de matières indésirables (plastiques, verre…), d'où un coût de traitement trop élevé.

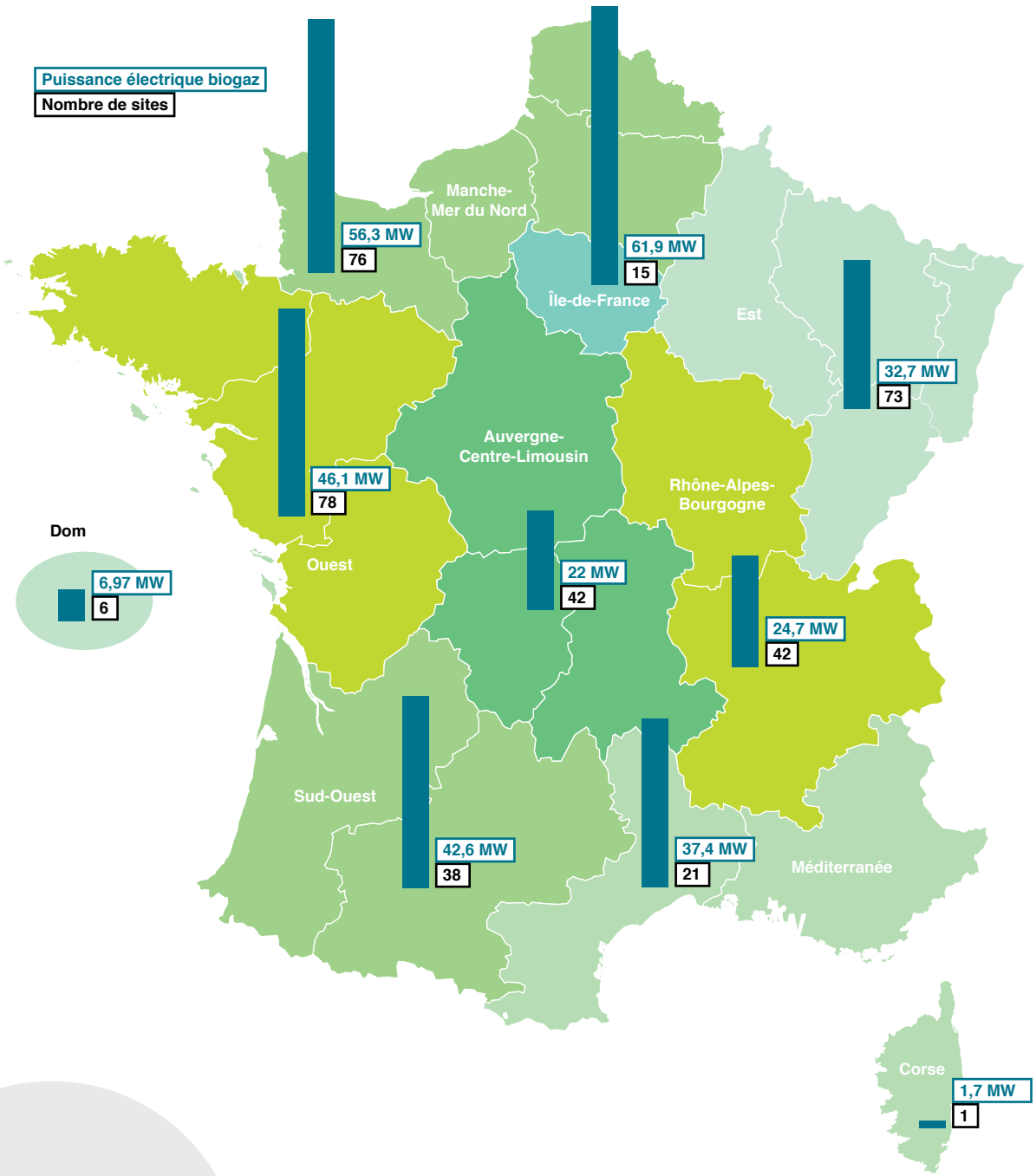
Par ailleurs, 80 installations situées sur des sites industriels traitent les effluents issus de l'activité d'entreprises du secteur de l'agroalimentaire, de la chimie, etc. Le biogaz a surtout pour objectif de produire la chaleur nécessaire au process. Les boues de stations d'épuration urbaines sont aussi digérées dans des méthaniseurs. 88 équipements sont en fonctionnement fin 2014. L'énergie thermique assure le séchage des boues et parfois aussi l'alimentation d'un réseau de chaleur. C'est le cas à Gaillon, dans l'Eure, où la communauté de communes Eure-Madrie-Seine méthanise ses boues en mélange avec des effluents d'élevage et des déchets verts (26 000 tonnes). La chaleur, générée par le moteur de cogénération de 725 kWe, est destinée au réseau desservant une piscine, des logements sociaux, un collège et un lycée. Toutefois, la plupart des projets actuels d'unités de valorisation de biogaz dans des stations d'épuration urbaines prévoient une injection dans le réseau de gaz naturel. C'est le cas par exemple à Strasbourg (l'injection a débuté en septembre 2015), Grenoble et Angers.

**1.** *Installations de traitement des ordures ménagères.*

# Carte n° 1

*Cartographie des puissances biogaz électriques installées en France à fin septembre 2015 (en MW)*

*Source : ERDF – EDF SEI 2014*



## Une croissance liée au biogaz agricole

Depuis plusieurs années, l'agriculture est le secteur qui offre les meilleures perspectives de développement pour le biogaz en France. Actuellement, trois sites de production sur quatre raccordés au réseau d'électricité ou de gaz en sont issus. On distingue deux catégories d'installations : les sites de méthanisation à la ferme gérés par un seul agriculteur (en moyenne 200 kWe de puissance) ; et les unités dites territoriales qui souvent traitent des effluents issus de plusieurs élevages ainsi que des déchets industriels ou de collectivités (en moyenne 1,2 MWe de puissance).

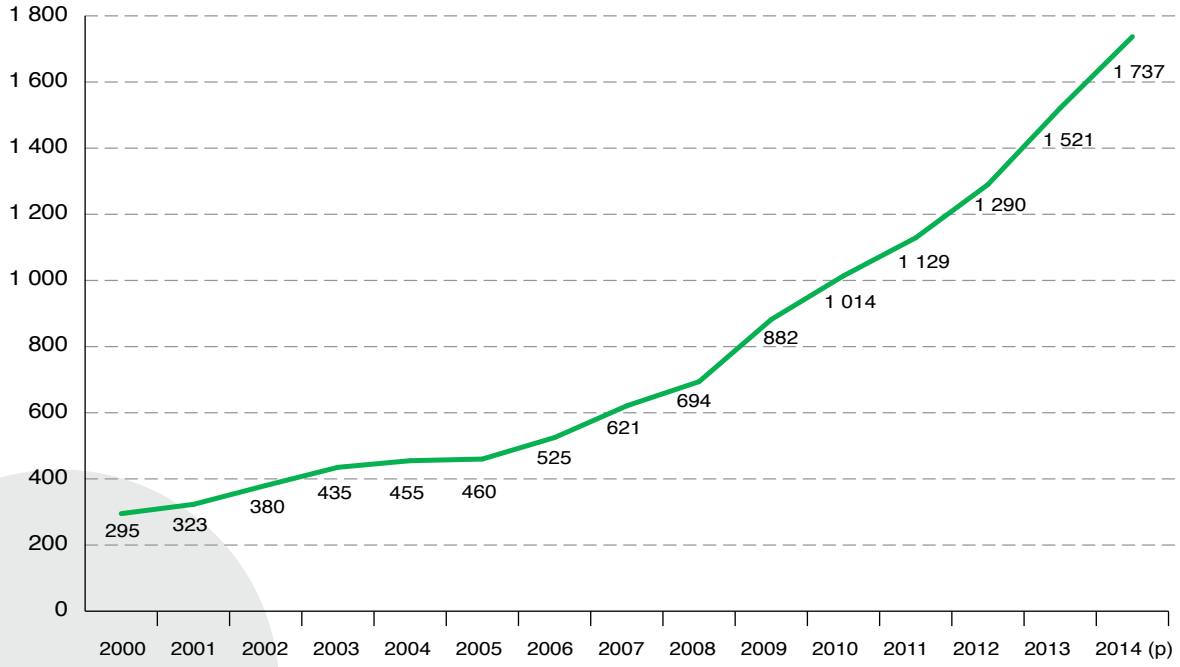
Fin 2014, 185 méthaniseurs à la ferme sont en fonctionnement, soit 40 de plus que fin 2013, alors que le rythme de progression était d'une cinquantaine de nouvelles unités par an les deux années précédentes. Une grande partie des installations se concentre dans le quart nord-ouest de la France et dans les régions Alsace, Lorraine, Franche-Comté. Les deux tiers des substrats traités dans ces installations sont des effluents d'élevage (fumiers, lisiers) et 9 % sont des déchets agroalimentaires.

Concernant les unités territoriales, leur nombre fin 2014 est de 23 ; c'est 5 de plus que fin 2013. Neuf d'entre elles se situent en Pays de la Loire et Poitou-Charentes. Ici, les effluents d'élevage ne couvrent que 32 % des approvisionnements en moyenne, alors que la part des déchets agroalimentaires atteint 30 %. Dans les petites comme les grandes

## Graph. n° 1

*Évolution de la production d'électricité d'origine biogaz en France (métropole + DOM) en GWh*

*Source : DGEC 2015*




*(p) : chiffres provisoires*

unités, les cultures énergétiques comme le maïs entrent de façon marginale dans l'approvisionnement (3 % en moyenne).

## Une politique publique volontariste

Depuis dix ans, la principale mesure de soutien de l'État au développement de la filière est le tarif d'obligation d'achat de l'électricité. La première grille publiée en juillet 2002 a été revalorisée en 2006 puis en mai 2011. En juillet 2013, un nouvel ajustement est décidé dans le cadre du plan EMAA (énergie méthanisation autonomie azote) porté conjointement par les ministères de l'Agriculture et de l'Écologie. L'une des principales modifications était l'augmentation de la prime pour l'utilisation des effluents d'élevage dans les installations de 300 à 500 kWe. Avec cette action, l'objectif est de lancer la construction de 1 000 méthaniseurs agricoles en 2020, soit un rythme de 80 nouvelles unités par an.

Malgré ces revalorisations, la filière est restée dépendante des subventions à l'investissement pour la réalisation de nouveaux sites. Les aides apportées notamment par l'Ademe dans le cadre des fonds déchets et chaleur renouvelable sont importantes. Ainsi, 430 projets hors ISDND ont reçu une aide entre 2009 et 2014 pour un montant global de 150 millions d'euros dont 40 millions d'euros en 2014. Pour encourager davantage la dynamique, le ministère de l'Écologie a lancé en septembre 2014 un appel à projets afin d'identifier 1 500 installations d'ici la fin 2017. Le dispositif comprend la possibilité d'être soutenu par l'Ademe pour l'étude de faisabilité et la mobilisation des services de l'État pour accélérer la réalisation des investissements. Fin février 2015, 191 projets avaient été enregistrés sur un portail web dont la moitié en était au tout début de la démarche. Les deux tiers concernent la méthanisation à la ferme ou territoriale. Autre initiative du ministère de l'Écologie réclamée par les professionnels : la création du Comité national biogaz en mars 2015. Présidé par la DGEC, il regroupe des représentants de l'État (ministère, Commission de régulation de l'énergie, Ademe) et de la filière (fédérations professionnelles, gestionnaires de réseaux électriques et gaziers, acteurs financiers). Le Comité national est avant tout un lieu d'échanges. Des groupes de travail planchent sur différents sujets comme la révision des tarifs, les procédures administratives, l'injection, le bioGNV et le biogaz dans l'industrie. Ils font ainsi des propositions concrètes au ministère pour développer la filière.

## Difficultés multiples pour les porteurs de projets

À l'occasion de la première réunion du Comité national biogaz, la DGEC a présenté un bilan d'étape mitigé du plan EMAA. Les 50 nouvelles unités annuelles de biogaz agricoles constituent une dynamique intéressante mais qui reste éloignée du rythme de 100 par an qui serait désormais nécessaire pour atteindre les objectifs de 1 000 unités fin 220. Les retours d'expérience montrent que de nombreux projets doivent faire face à des imprévus qui réduisent leur rentabilité : pertes de contrats de traitement de biodéchets rémunérés, charges de fonctionnement et de main-d'œuvre sous-estimées, erreurs de conception, casse ou usure prématurées des matériels, difficulté de valorisation de la chaleur ou des digestats…

L'accélération des procédures administratives est aussi une demande récurrente des

porteurs de projets. L'expérimentation sur le permis unique a été généralisée depuis le 1er novembre 2015 à toutes les régions. Ce dispositif devrait permettre de réduire le délai à 10 mois au lieu de 15 actuellement. Fin 2014, sur les 430 projets soutenus par l'Ademe, 37 % sont construits, 16 % sont en construction, 30 % sont en cours de développement, 10 % sont incertains et 7 % sont abandonnés. Les points bloquants sont notamment le financement bancaire (38 % des cas), le choix du constructeur (21 %), mais aussi l'opposition des riverains, la valorisation de la chaleur et la réglementation. Dans le Grand Ouest, un projet sur deux seulement parvient à se concrétiser.

## Une revalorisation du tarif biogaz en novembre 2015

Face à ces difficultés, l'État a intégré dans son plan de soutien aux éleveurs de juillet 2015 différentes mesures en faveur de la méthanisation agricole. Un arrêté publié le 1er novembre 2015 revalorise le tarif d'achat d'électricité produite à partir de biogaz. Ce nouveau tarif prendra la forme d'un avenant aux contrats actuels. Il s'applique aux installations de méthanisation en service, celles qui bénéficiaient déjà au 1er novembre 2015 d'un contrat d'achat. Le ministère a choisi d'en faire aussi bénéficier celles en cours de construction si le producteur a déposé son dossier avant le 15 octobre 2015. Au total, 200 installations seraient concernées. Le nouveau tarif prend effet dès que l'acheteur reçoit l'avenant signé par le producteur, il n'est donc pas rétroactif.

La nouvelle formule de l'arrêté est plus simple que la précédente. Elle fixe un tarif de base en fonction de la puissance des installations et propose un bonus si la part d'effluents d'élevage est au minimum de 60 % ***(voir tableau n° 1)***. La prime à l'efficacité énergétique est quant à elle supprimée. Seul bémol pour la filière : le ministère de l'Écologie prévoyait d'augmenter la durée des contrats de 15 à 20 ans, mais la mesure n'apparaît plus dans l'arrêté. En ce qui concerne les installations de stockage de déchets et les stations d'épuration, deux projets d'arrêtés tarifaires étaient en préparation en septembre 2015.
Pour compléter le volet biogaz du nouveau dispositif français de soutien aux EnR électriques (loi de transition énergétique pour la croissance verte), un appel d'offres est prévu pour les installations agricoles de plus de 500 kWe. La puissance totale appelée serait de 5 MWe, un niveau cependant jugé insuffisant par la profession pour respecter les objectifs de croissance de la filière. Cet appel d'offres s'inscrit dans le cadre du dispositif général "tarif de marché + complément de rémunération" dont

## Tabl. n° 1

*Tarifs d'achat de l'électricité biogaz*
*Source : DGEC*

| Puissance maximale installée | Tarif de base (c€/kWh) |
|---|---|
| ≤ 80 kW | 18 |
| ≥ 300 kW | 16 |

| Prime effluents d'élevage | |
|---|---|
| Puissance max. inst. | Prime max. (c€/kWh) |
| 0 % | 0 |
| ≥ 60 % | 4 |

*Les tarifs intermédiaires sont déterminés par interpolation linéaire.*



**Observ'ER**
Le Baromètre 2015
des énergies renouvelables
électriques en France

la complexité est redoutée par beaucoup de développeurs. Pour ces sites, certains acteurs envisagent donc de privilégier la valorisation sous forme de biométhane qui elle conserve un tarif d'obligation d'achat.

## Une dynamique dans les territoires

La Bretagne et les Pays de la Loire font figure de leaders avec 113 projets aidés représentant 73 millions d'euros d'aides attribuées sur 315 millions d'euros d'investissements. En avril 2015, 45 installations sont en fonctionnement en Bretagne et 36 en Pays de la Loire. En septembre 2015, la première unité de méthanisation bretonne en injection de biométhane a été mise en route. Le Gaec du Champ Fleury injecte dans le réseau de gaz de Liffré (à côté de Rennes) 44 Nm3/h de biométhane. Le projet a bénéficié du soutien de l'Ademe (370 k€) et du conseil régional de Bretagne (90 k€) pour un investissement total de près de 2,5 millions d'euros.

Rhône-Alpes est également bien placée avec 54 unités en fonctionnement dont 13 agricoles (octobre 2015). Dernière mise en route : l'installation de l'Union des producteurs de Beaufort (UPB) à Albertville (73) traitant 60 000 m³/an de lactosérum. Le biogaz est valorisé via une cogénération de 400 KWe et une chaudière bicombustible biogaz/gaz naturel.

Engagée de longue date dans le soutien à la méthanisation, Midi-Pyrénées compte 28 projets en fonctionnement et 4 en construction. Depuis 2013, la Région et l'Ademe ont mis en place un dispositif complet de soutien. Parmi les projets aidés figure celui du groupe Agri à Montans (Tarn). 10 000 tonnes d'effluents d'élevage et de résidus agricoles sont transformés en biogaz selon un procédé novateur dit "en voie sèche discontinue". La chaleur issue du moteur de cogénération de 550 kWe permet de sécher le bois-énergie vendu par l'entreprise.

Depuis 2011, l'Aquitaine a financé 12 projets à hauteur de 6 millions d'euros pour un montant total d'investissements de 90 millions d'euros. Son dispositif Méthaqtion d'accompagnement des porteurs de projets a permis d'identifier et de suivre 37 projets supplémentaires. L'Aquitaine estime ses ressources méthanisables à 4,3 millions de tonnes à l'horizon 2030. Le biométhane produit couvrirait 11 % des besoins en gaz naturel de la région.

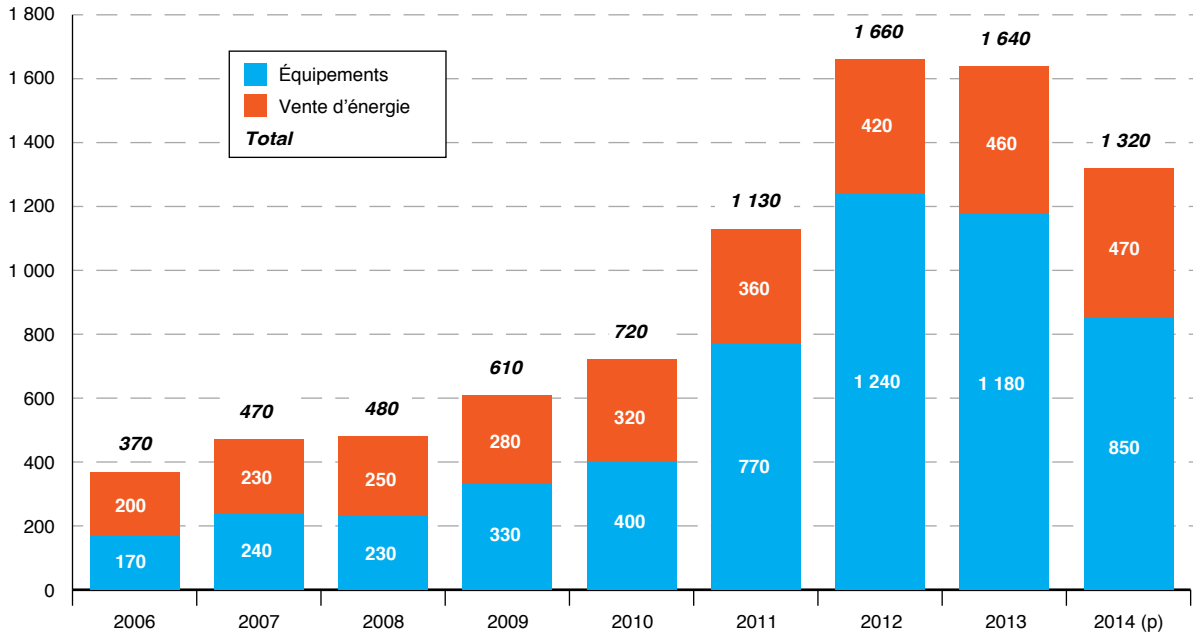
## Le secteur attire de nouveaux acteurs

Pour 2014, l'Ademe estimait le chiffre d'affaires de la filière à 350 millions d'euros pour un nombre d'emplois directs de 1 320 personnes ***(voir graphiques n° 2 et 3)***. Le secteur du biogaz rassemble une grande diversité d'acteurs dont les compétences couvrent l'ensemble des étapes d'un projet : étude de faisabilité, développement, maîtrise d'œuvre, construction, fourniture d'équipements, exploitation… Le Club Biogaz de l'ATEE (Association technique énergie environnement) a recensé 515 structures en 2014. Les trois quarts sont des bureaux d'études, des constructeurs ou des fournisseurs d'équipements. En 2015, un acteur d'importance fait son entrée sur le marché du biogaz : la filiale d'EDF Dalkia, qui acquiert 100 % de Verdesis. Propriété jusqu'ici d'EDF Énergies Nouvelles, Verdesis exploite 23 sites de biogaz et permettra à Dalkia d'élargir son offre de services énergétiques. Quant au spécialiste des moteurs de cogénération Eneria, il réoriente sa stratégie EnR vers la méthanisation au détriment de l'éolien freiné par les recours systématiques. La

## Graph. n° 2

*Nombre d'emplois directs en équivalents temps plein dans le secteur du biogaz en France*

*Source : Ademe 2014*

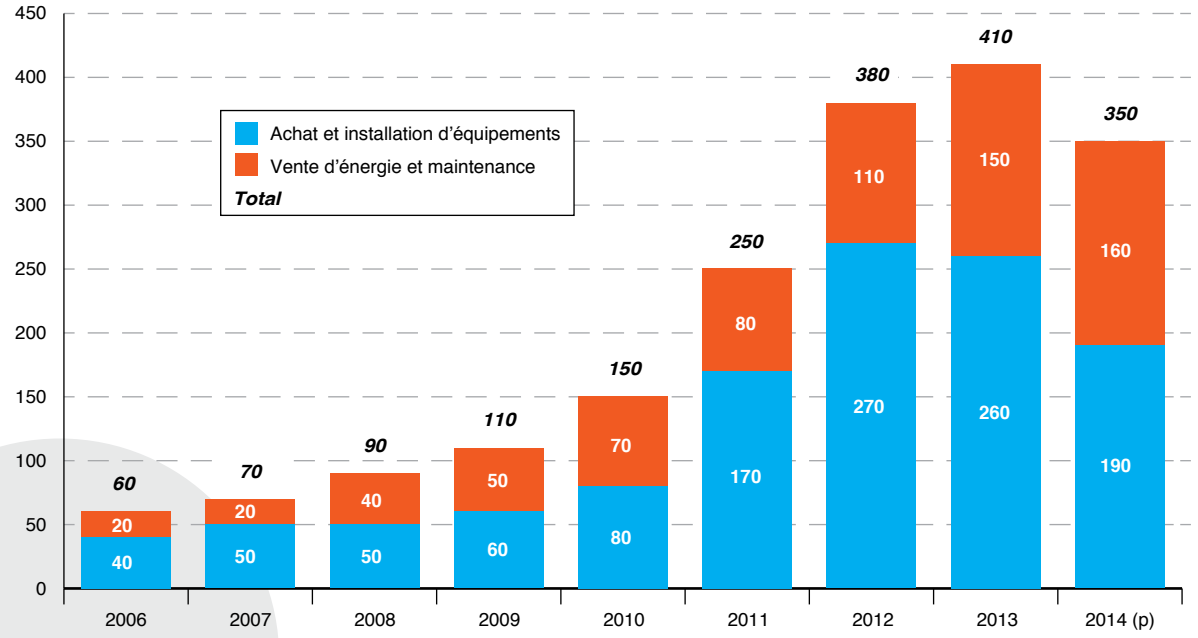



*(p) : chiffres provisoires*

## Graph. n° 3

*Chiffres d'affaires du secteur en millions d'euros*

*Source : Ademe 2014*




*(p) : chiffres provisoires*

### *La valorisation en biométhane prioritaire*

***La volonté de l'État est d'orienter un maximum de projets de méthanisation vers la production de biométhane par épuration du biogaz puis injection dans le réseau de gaz naturel. En effet, les installations qui injectent sur le réseau affichent une efficacité énergétique proche de 80 %, alors que celle des sites valorisant le biogaz en cogénération est de 30 à 70 % selon la quantité de chaleur utilisée. De plus, le biométhane est aujourd'hui le seul gaz renouvelable susceptible de réduire notre dépendance à l'égard du gaz naturel importé, quand la loi de transition énergétique fixe un objectif de 10 % de gaz renouvelable à l'horizon 2030. Selon l'Ademe, entre 30 et 60 TWh/an de biogaz pourraient être produits à cette échéance avec une part revenant à l'injection variant de 40 à 50 %, soit 500 à 1 400 sites. Cette politique se manifeste dans la typologie des projets enregistrés ces derniers mois. Un sur deux environ prévoit une valorisation du biogaz en biométhane injecté, alors que jusqu'à aujourd'hui (en octobre 2015) ils n'étaient que 14 à injecter sur 200 unités. Et la tendance va se poursuivre. Dans son projet d'arrêté tarifaire concernant les nouvelles installations, la DGEC impose la réalisation pour les sites de plus de 300 kWe d'une étude de raccordement du projet au réseau de gaz. Le gestionnaire du réseau doit s'engager sur un délai et un coût de raccordement. Si ces derniers sont jugés trop faibles, le projet n'est plus éligible au dispositif de production d'électricité.***

filiale du groupe Monnoyeur (concessionnaire exclusif de Caterpillar en France) a mis en route en avril 2015 Méthalandes, le plus grand site de méthanisation agricole français, situé à Hagetmau (Landes) : 4,5 MWe pour 136 000 tonnes de lisier de canards, de fumiers et de biodéchets agroalimentaires. Depuis 2006, le modèle des équipements des méthaniseurs français est calqué sur le modèle allemand. Mais les intrants ne sont pas les mêmes. En France, les effluents d'élevage sont davantage utilisés, ce qui peut poser des problèmes d'incorporation. Les industriels prennent maintenant cet aspect en compte. Fonroche Biogaz propose par exemple une offre "multi-intrant" pour mieux prendre en compte les spécificités françaises. Biogaz PlanET a été récompensée au salon Biogaz Europe pour son PlanET Rotacrex, un équipement qui permet d'extraire le maximum d'énergie de la biomasse. Xergi a développé une chaîne d'incorporation permettant de traiter des biomasses solides et pailleuses. Le prétraitement du fumier est désormais maîtrisé techniquement.●

**Quelques sites pour aller plus loin :**

- ✓ www.ademe.fr
- ✓ www.atee.fr/biogaz
- ✓ www.agriculture.gouv.fr/Plan-Energie-Methanisation
- ✓ www.developpement-durable.gouv.fr/La-methanisation.html
- ✓ www.biogaz-europe.com

# 3 QUESTIONS
## de l'Observatoire des énergies renouvelables

à **Christian Couturier,** responsable du pôle énergie de Solagro, vice-président du Club Biogaz – ATEE (Association technique énergie environnement)

### 1 Comment analysez-vous le développement actuel de la filière biogaz ?

*Le rythme actuel ne permettra pas de construire 1 000 méthaniseurs d'ici 2020. La filière est en émergence et doit s'adapter au contexte français basé sur le traitement des effluents d'élevage et de déchets. Les premières installations se sont faites avec des équipements étrangers conçus pour d'autres types de substrats. Le retour d'expérience doit permettre d'améliorer la conception des unités. Le cadre administratif et réglementaire est trop flou, et ajoute un facteur d'incertitude. Par exemple, le taux maximal d'incorporation de cultures intermédiaires à vocation énergétique (CIVE) change d'une région à l'autre. Ces cultures sont uniquement destinées à la production d'énergie. Par exemple, un agriculteur récolte de l'orge en juin, il sème ensuite du sorgho à vocation énergétique qu'il récolte à l'automne pour alimenter le digesteur, puis implante une autre culture alimentaire. Et les changements sont trop fréquents dans les mécanismes de soutien (subventions, règles de calcul du tarif d'achat de l'électricité).*

### 2 Le mécanisme de soutien prévu à compter de 2016 sera-t-il plus favorable ?

*Nous avons eu 15 réunions de concertation avec la DGEC sur la révision du mécanisme de soutien qui ont abouti à un projet au printemps 2015. Mais suite aux manifestations des éleveurs, c'est un projet fortement modifié qui est sorti cet été pour la méthanisation, les sites supérieurs à 500 kWe étant les grands perdants dans ce changement. Mais il faut reconnaître qu'en l'état, les projets d'arrêtés tarifaires pour les installations agricoles de moins de 500 kWe sont intéressants. Au-delà, le dispositif de tarif + prime est trop complexe, et les appels d'offres incertains pour des projets dont le développement est long. Les banquiers, prudents sur la méthanisation, ont déjà dit que ce système ajoutait encore de l'incertitude sur la rentabilité future des sites. Les grands projets vont majoritairement se tourner vers la valorisation sous forme de biométhane injecté.*

### 3 Les gisements de déchets sont-ils suffisants ?

*Les volumes sont là mais les industries agroalimentaires font jouer la concurrence entre les sites pour tirer vers le bas leurs prix de traitement. Elles sont les grandes bénéficiaires du développement du biogaz car les prix ont été divisés par trois ou quatre depuis deux ou trois ans. Les business plans des unités de méthanisation qui intègrent ces redevances ont donc un manque à gagner important. Voilà pourquoi la logique aujourd'hui est de fixer un niveau maximal raisonnable de biodéchets dans les plans d'approvisionnement.* ●

**Observ'ER**
Le Baromètre 2015
des énergies renouvelables
électriques en France



Retour au sommaire

*Production d'électricité et de chaleur par le Syndicat de traitement des ordures ménagères du Jura (Sydom ), situé à Lons-le-Saunier – Jura.*

SYDOM du Jura

**Avec la loi sur la transition énergétique et la volonté de diviser par deux le stockage en décharge à l'horizon 2025, une nouvelle filière émerge dans le secteur de la valorisation énergétique des déchets urbains : les combustibles solides de récupération. Une réglementation et des appels d'offres se mettent en place pour ces refus de tri à haut pouvoir calorifique.**

## CHIFFRES CLÉS

*Production électrique en 2014*

**1 675 GWh**

*Objectif de puissance biomasse (biomasse solide et déchets urbains renouvelables) installée à fin 2020*

**2 382 MW**

*Emplois directs dans la filière fin 2014*

**610**

*Chiffre d'affaires dans la filière en 2014*

**260**
**millions d'euros**



# FILIÈRE DÉCHETS URBAINS RENOUVELABLES

**Observ'ER**
Le Baromètre 2015
des énergies renouvelables
électriques en France

### De nouveaux objectifs à 2025

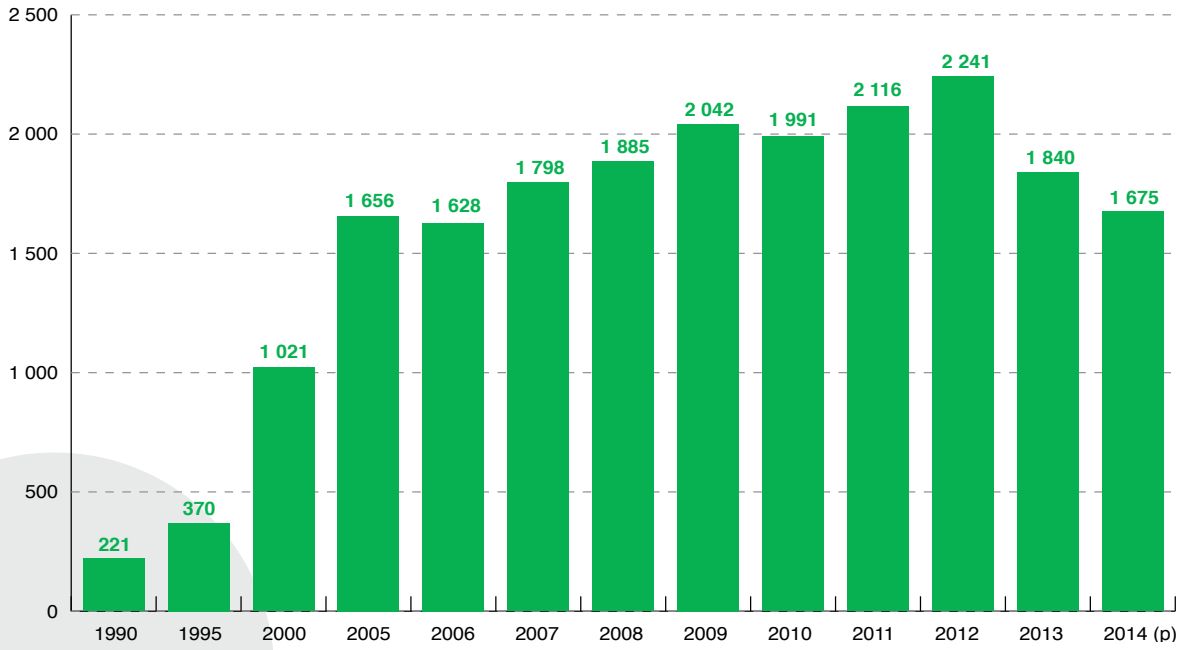
En matière de gestion des déchets, l'ensemble des pays de l'Union européenne doivent se plier aux règles fixées par Bruxelles. Une hiérarchie des actions à mener a été définie par la directive-cadre de 2008 : prévention d'abord, réutilisation et recyclage ensuite, puis valorisation énergétique, et enfin mise en décharge. En France, cette politique s'est traduite par un premier plan déchets de 2009 à 2012. Deux ans plus tard, le volet prévention a été publié au Journal officiel en août 2014 sous la forme du plan national de prévention des déchets 2014-2020. Aujourd'hui, un plan 2015-2025 de réduction et de valorisation des déchets prend le relais. Il constitue le programme opérationnel du volet déchets de la loi sur la transition énergétique, votée le 17 août 2015.

Du point de vue des objectifs, ce nouveau plan renforce ceux qui étaient déjà en place : le taux de réduction des déchets ménagers et assimilés (DMA) par habitant doit désormais être de 10 % en 2020 (contre 7 % précédemment) par rapport à 2010. Il faut cependant souligner que les 37,6 Mt de DMA traités en 2013 ne représentent que 10 % des déchets générés chaque année. En ce qui concerne les déchets des activités économiques (62 Mt) et du BTP (247 Mt), qui couvrent 78 % de la production de déchets en France, le plan fixe un objectif de baisse de 4 points de déchets d'activité économique produits par unités de PIB par rapport à 2010. Mais au regard de la croissance démographique et des perspectives

## Graph. n° 1

*Évolution de la production d'électricité d'origine renouvelable issue de l'incinération des déchets renouvelables (en GWh)*

*Source : SOeS 2015*




*(p) : prévision*

de développement économique, cet objectif revient à une stabilisation globale des volumes d'ici à 2020.

## Une part du recyclage toujours grandissante

Sur la question du recyclage, le nouveau plan national s'inscrit dans le prolongement de la politique engagée depuis 2009. Il fixe à 65 % au global la part des déchets non dangereux non inertes valorisés sous forme de matière (recyclage et valorisation organique) en 2025 (avec étape intermédiaire à 55 % en 2020), alors que cette proportion n'était que de 51 % en 2010. Le BTP est doté d'un objectif de 70 % de recyclage à 2020. L'essentiel de son effort de tri portera donc sur les déchets non inertes et non dangereux sous forme de mélanges de plâtre, de bois et de plastique qui vont aujourd'hui en enfouissement.

Un réseau de déchèteries spécifiques pour le BTP devrait voir le jour en 2017. Les autres activités économiques ont aussi un objectif de 70 % de recyclage mais à l'horizon 2025. La création de ces nouvelles filières de tri est vue comme un relais de croissance pour la filière déchets. Les tonnages à traiter sont effectivement très importants et l'activité économique qui en découlera sera significative.

Ajoutons que depuis les années 1980 les fabricants, les distributeurs (pour les produits de leurs propres marques) et les importateurs, qui mettent sur le marché des produits générant des déchets, doivent prendre en charge, notamment financièrement, la gestion de ces déchets. Il s'agit de la responsabilité élargie du producteur (REP). Aujourd'hui, en France, on compte une quinzaine de filières à REP dont la mise en œuvre s'est effectuée progressivement, comme les pneus en 2004, l'ameublement en 2012 et les bouteilles de gaz en 2015. En 2013, la quantité de produits mis sur le marché relevant d'une filière REP opérationnelle ou en cours de mise en œuvre est estimée à près de 17 millions de tonnes. Les gisements les plus importants concernent la filière des emballages ménagers avec 4,7 millions de tonnes, suivie par celle des papiers graphiques ménagers (3,8 millions de tonnes), puis celle de l'ameublement (3,2 millions de tonnes). Les véhicules hors d'usage représentent 2,1 millions de tonnes, les équipements électriques et électroniques, 1,3 million de tonnes.

Le paysage du traitement des déchets devrait poursuivre son évolution puisque le plan prévoit une baisse de 50 % de la mise en décharge ainsi que la réduction maximale de l'incinération sans valorisation énergétique, en 2025 par rapport à 2010, avec une étape à 30 % en 2020. La loi sur la transition énergétique fixe un nouvel objectif pour les collectivités : elles doivent généraliser le tri à la source des déchets alimentaires des particuliers d'ici à 2025. Un appel à projets "territoires zéro déchet, zéro gaspillage" a abouti fin 2014 à l'identification de 58 territoires qui vont mettre en place les actions préconisées par la loi. Un nouvel appel à projets a été lancé à l'été 2015.

## Les Régions, actrices de premier plan de la gestion des déchets

La loi affiche donc clairement une volonté de valoriser la production d'énergie issue des déchets lorsqu'ils ne sont pas recy-

clables (réseaux de chaleur urbains, etc.) ainsi qu'une meilleure utilisation des déchets issus du bois. Dans cette orientation nationale, les Régions sont logiquement incluses comme actrices de premier plan. Le 27 janvier 2015, les sénateurs ont adopté le projet de loi portant sur la nouvelle organisation territoriale de la République (NOTRe). Elle étend le champ de compétences des Régions par la définition d'un plan régional de prévention et de gestion de l'ensemble des déchets et d'un volet déchets dans le schéma régional d'aménagement et de développement durable du territoire (SRADDT).

Sur le terrain, avec la volonté de diminuer les quantités de déchets stockés ou incinérés, de nombreux centres de tri émergent. En Bretagne, Guyot environnement, spécialisé dans la récupération et le recyclage, a investi 8 millions d'euros à Brest et 2 millions d'euros à Morlaix pour améliorer le système de tri. Jusqu'ici, 20 % des déchets étaient enfouis. Désormais, les matériaux récupérés seront destinés à l'industrie sidérurgique, ou bien préparés en CSR (combustibles solides de récupération) pour alimenter des cimenteries. Au Rheu, près de Rennes, Paprec, le géant français du recyclage, agrandit son site et investit 20 millions d'euros pour la construction d'un des plus gros centres de tri de France (60 000 tonnes par an de déchets). Les travaux ont commencé cet été et l'usine devrait être en service à l'été 2016.

## Une plus grande valorisation énergétique des déchets

En 2012, 15 275 GWh d'énergie primaire ont été produits à partir des installations de traitement des déchets. La production d'énergie à partir des déchets provient en grande partie des incinérateurs, appelés également "usines d'incinération d'ordures ménagères" (UIOM), équipés d'un système de valorisation de l'énergie des déchets sous forme électrique, thermique ou les deux. Depuis 2000, du fait de la politique nationale de gestion des déchets, de très nombreux sites ont été équipés d'une valorisation d'énergie.

Concernant le tonnage de déchets incinérés avec récupération d'énergie, les derniers chiffres disponibles, publiés en avril 2015 par l'Ademe (enquête Itom - Installations de traitement des ordures ménagères), sont ceux de 2012. Ils font état de 14,2 Mt contre 10,3 en 2000 (en 2012, 319 000 tonnes de déchets incinérés n'ont pas fait l'objet d'une valorisation énergétique). En revanche, seulement 334 000 tonnes de refus de tri et de compostage ont été brûlées en incinérateur en 2012, l'essentiel étant dirigé vers le stockage.

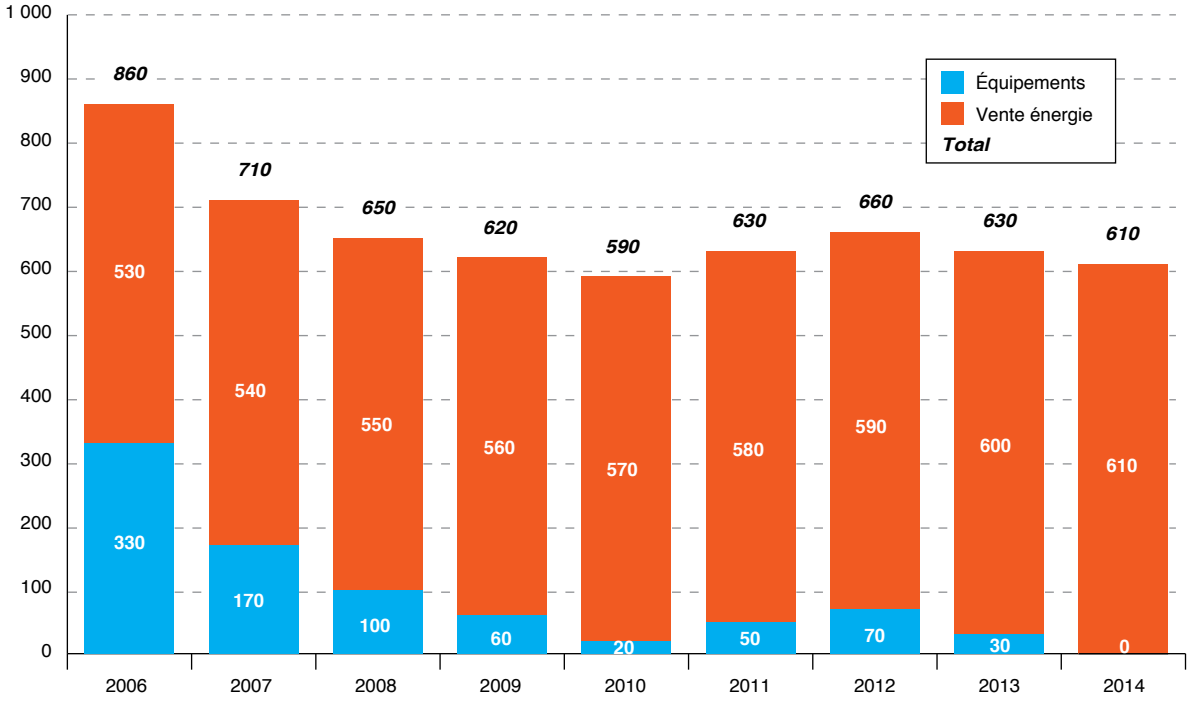
En 2012, 113 UIOM ont généré 12 708 GWh d'énergie primaire, soit 25 % de plus qu'en 2008. Les deux tiers sont sous forme de chaleur (8 494 GWh) et un tiers d'électricité (4 214 GWh). 20 % de l'énergie est autoconsommée par les usines. Les trois quarts des UIOM valorisent l'énergie en électricité seule ou en cogénération. Ce dernier mode de valorisation est en forte augmentation puisque le nombre d'UIOM en cogénération est passé de 42 à 59 entre 2010 et 2012, ce qui représente une croissance des tonnages traités de 36 %. Un quart des UIOM produit de la chaleur seule.

Cette augmentation de la valorisation des déchets en énergie s'accompagne d'une

## Graph. n° 2

*Chiffres d'emplois directs dans la filière*

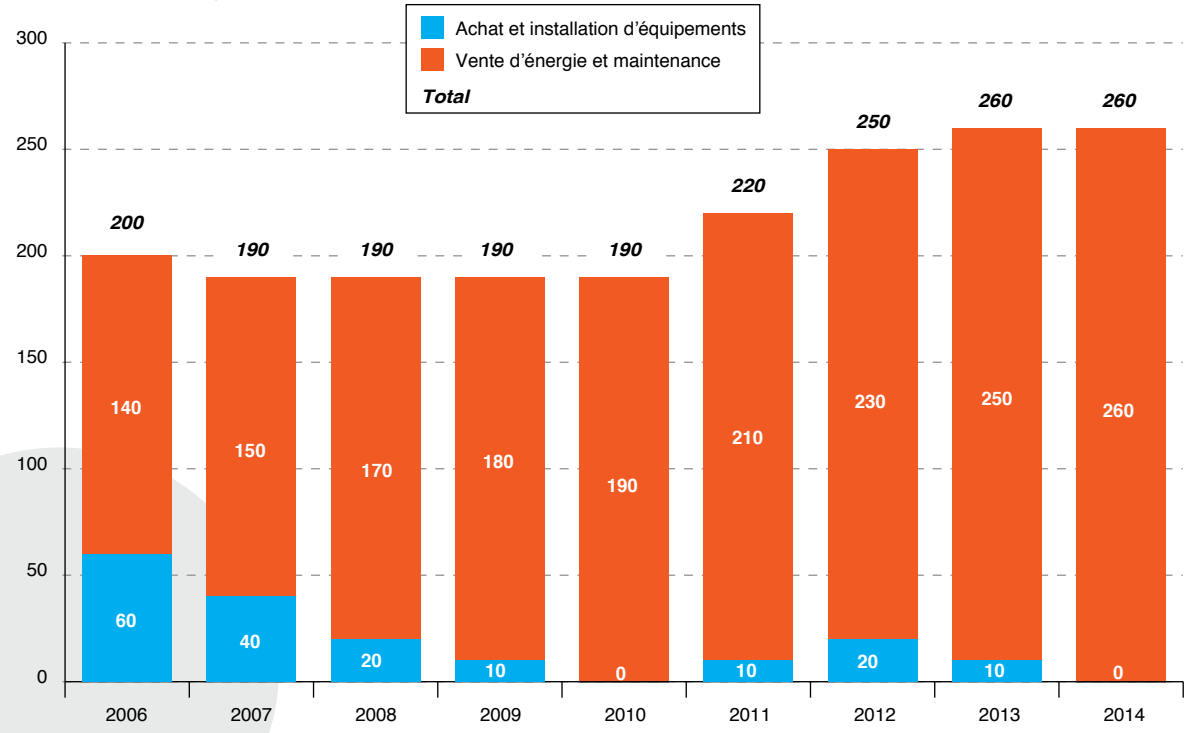
*Source : Ademe 2014*




## Graph. n° 3

*Chiffres d'affaires de la filière en millions d'euros*

*Source : Ademe 2014*






**Observ'ER**
Le Baromètre 2015
des énergies renouvelables
électriques en France

### *La Seve Énergie, un acteur public*

***La création de Seve Énergie devrait bousculer les habitudes établies du marché de la conversion des déchets en énergie. La société d'économie mixte française d'Essonne, la Semardel, détenue à 72 % par des collectivités, a créé, en 2014, une joint-venture avec MVV Umwelt, le spécialiste allemand de la valorisation énergétique, appartenant à la ville de Mannheim. L'objectif de cette association d'acteurs publics est de répondre aux appels d'offres sur le renouvellement des incinérateurs français, en proposant une alternative à l'offre privée. Baptisé Seve Énergie, ce nouvel acteur du monde du déchet devra atteindre une taille critique pour garantir aux collectivités locales les technologies les plus performantes au meilleur coût. Il est dirigé par Olivier Schwartz (directeur général) et Patrice Brun (président). Le nouvel acteur compte répondre à cinq ou six appels d'offres par an.***

hausse des emplois. Entre 2006 et 2014, le nombre d'emplois liés à l'énergie dans les UIOM a augmenté de 15 %. Néanmoins, le nombre d'emplois global de la filière stagne autour de 600, du fait de l'arrêt des constructions d'UIOM. Le chiffre d'affaires de la filière est également en constante augmentation depuis 2010 : la vente d'énergie a quasiment doublé entre 2006 et 2014, passant de 140 millions d'euros à 260 millions d'euros.

## La part issue des centres de stockage

La valorisation énergétique des déchets provient dans une moindre mesure des installations de stockage de déchets non dangereux (ISDND) qui ont traité, en 2012, 5 Mt de déchets. Leur parc a diminué de plus de 40 % depuis 2000, et la tendance va se poursuivre au regard de la politique déchets. Les 237 sites répertoriés en 2012 ont généré une production électrique de 953 GWh et une énergie thermique de 294 GWh. Ces chiffres marquent une nette hausse par rapport à 2004 : + 120 % de la production d'électricité et quadruplement de la production de chaleur. Cette progression s'explique par l'obligation depuis 2008 de récupérer le biogaz généré par les déchets stockés et par la baisse de la TGAP (taxe générale sur les activités polluantes) lorsqu'il y a valorisation énergétique de ce biogaz.

La méthanisation de la partie organique des ordures ménagères est aussi une source d'énergie. En 2012, l'association des collectivités Amorce a répertorié onze installations fonctionnant avec des déchets organiques soit triés à la source, soit triés automatiquement dans une usine de traitement mécano-biologique (TMB). L'énergie totale générée par ces installations reste encore très modeste par comparaison à celle issue des incinérateurs et des centres de stockage. Selon l'Ademe, 60 projets d'installation de TMB sont en cours, dont une dizaine comprenant une installation de méthanisation, mais l'adoption de la LTE devrait conduire à un réexamen de plusieurs de ces projets.

## Les combustibles solides de récupération

Avec le nouveau plan de réduction et de valorisation des déchets 2015-2025, de nou-

velles filières de tri sont créées, notamment pour les déchets d'activités des entreprises. À partir de 2016, de nouveaux débouchés pourraient apparaître à travers la filière des combustibles solides de récupération.
Les CSR sont préparés à partir de déchets non dangereux tels que les déchets industriels banals, les déchets du BTP, les refus de collecte sélective des emballages, les encombrants de déchèteries ou les refus à haut pouvoir calorifique des TMB après extraction de la fraction valorisable sous forme de matière. Les CSR sont principalement composés de bois, de plastiques, de papiers, de cartons ou de tissus. Aujourd'hui, l'Ademe et la Fédération des entreprises du recyclage (Federec) estiment la production de combustibles solides de récupération à environ 700 000 tonnes/an. Les cimentiers en consomment environ 240 000 t/an. Le reste part dans des papeteries, des fours industriels… ou à l'étranger. Dans cinq ans, la production de CSR pourrait atteindre 2 millions de tonnes. Il faut donc créer des débouchés stables pour ce nouveau gisement énergétique.

Les CSR pourraient être utilisées dans trois cas. Le premier est celui du secteur de la cimenterie où, en 2020, l'industrie française pourrait consommer environ 1 Mt. Deuxième piste de valorisation, l'incinération des déchets. Certains incinérateurs possèdent des surcapacités et les refus de préparation de CSR pourraient compenser le manque de déchets. Une troisième voie se dessine : la création de chaufferies spécifiques pour ce combustible en substitution à des chaufferies fonctionnant avec des énergies fossiles. Elles brûleraient les CSR et permettraient de fournir la chaleur à des industriels ou bien seraient raccordées à un réseau de chaleur urbain. L'Ademe évalue entre 1 million et 1,5 million de tonnes les refus de tri ou CSR qui seraient ainsi préparés.

Pour amorcer le démarrage de ce nouveau type de chaufferie, l'Ademe prépare le lancement d'un appel à projets début 2016, sur le modèle du BCIAT (Biomasse chaleur industrie agriculture et tertiaire). Cette forme de soutien permet un développement parallèle des centres de tri et des chaufferies à base de CSR. Une chaufferie type, adaptée au contexte français, pourrait être d'une puissance entre 7 et 20 MWth, traiter entre 10 et 25 000 t de combustibles par an avec les technologies connues, comme les lits fluidisés, pour un investissement de 15 à 20 millions d'euros. Une dizaine de projets pourraient être retenus dans deux ou trois ans (leur réalisation nécessitant un délai de trois ans ou plus). La Semardel, société d'économie mixte de l'Essonne, s'est déjà positionnée sur ce créneau. Elle compte construire une chaufferie alimentée par des CSR, produits à partir de son centre de tri Semaval.

Cependant, même avec les subventions, le modèle économique risque d'être complexe pour concurrencer le stockage. La réglementation se met peu à peu en place. Un décret et deux arrêtés, l'un pour la caractérisation des CSR, l'autre sur les règles applicables à la co-incinération, devraient prochainement voir le jour. Pour classer ces chaufferies d'un nouveau genre, une catégorie d'installation classée (ICPE) soumise à autorisation devrait être rapidement créée. Nommée "2971", à mi-chemin entre les incinérateurs et les chaudières à biomasse, elle s'appliquera aux "installations de production d'électricité ou de chaleur qui utilisent des déchets non dangereux pré-

### *Première injection pour GRTgaz*

***C'est une première en France. Le syndicat mixte d'élimination et de traitement des déchets de Saône-et-Loire injecte du biométhane dans le réseau de transport de gaz GRTgaz. À Chagny, l'usine, nommée Ecocea, traite 73 000 tonnes de déchets par an et produit 2,6 millions de Nm3 de biométhane par an, soit 28 GWh/an. L'usine du Smet 71 affiche un débit de biométhane de 550 Nm3/h. Un chiffre énorme, comparé aux 200 Nm3/h du réseau de distribution. Les déchets fermentescibles sont récupérés grâce à un tri mécano-biologique et introduits dans un méthaniseur. Le biogaz obtenu est ensuite épuré pour être injecté dans le réseau de gaz, où il se mélange au gaz fossile.***

***Il est alors distribué à l'usine Terreal, qui fabrique des tuiles en terre cuite. Sans changer son installation, Terreal couvre ainsi 30 % de ses besoins en chaleur avec de l'énergie verte. Pour le Smet 71, l'usine de méthanisation doit permettre de diminuer de 40 % la quantité de déchets stockés. L'investissement dans l'usine et dans l'unité de méthanisation s'élève à 44 millions d'euros. Début 2016, GRTgaz espère signer deux autres contrats d'injection, puis en mener trois à cinq par an. Il a déjà signé 16 conventions d'études, dont 8 font l'objet d'études de raccordement. À l'horizon 2020, l'opérateur vise jusqu'à 1 TWh/an de biométhane dans son réseau. À fin 2015, une vingtaine de projets d'injection de biométhane devaient être en service en France tous opérateurs confondus (GRDF, Réseau GDS, TIGF, GRTgaz).***

parés sous forme de CSR" et qui ont vocation à brûler des déchets, tout en pouvant accueillir d'autres combustibles, comme la biomasse. La caractérisation des CSR est au centre des débats. Pour la Federec, le premier projet d'arrêté n'améliore pas la situation actuelle. Les contraintes proposées à propos du chlore, du nombre d'analyses demandées ou de la réalisation d'une étude annuelle sur le gisement sont très lourdes et peu compatibles avec le développement d'une filière. *« Aucun des CSR n'est dans les clous »*, déplore la Federec.

## ÉVOLUTION DES DISPOSITIFS DE SOUTIEN

Le paysage des soutiens aux installations de traitement de déchets est en pleine réorganisation. En premier lieu, pour se conformer à la politique européenne en matière d'aides d'État aux énergies renouvelables électriques, la France a supprimé en grande partie les tarifs d'obligation d'achat de l'électricité produite par les incinérateurs, les centres de stockage et les sites de méthanisation à compter du 1er janvier 2016. Les installations d'une puissance électrique supérieure à 500 kW sont concernées par le nouveau "complément de rémunération" (prix du marché plus prime) alors qu'elles bénéficiaient jusqu'à maintenant d'un tarif d'achat. Pour les installations inférieures à 500 kW, le dispositif du tarif d'achat est maintenu.

En septembre, le ministère de l'Écologie a présenté deux projets d'arrêtés relatifs au nouveau mécanisme de soutien à l'électricité produite à partir de biogaz issu

d'installations de stockage de déchets non dangereux ou à partir de l'incinération des déchets ménagers ou assimilés. Si le complément de rémunération pour l'électricité issue du biogaz de décharge est satisfaisant pour les représentants du Syndicat national du traitement et de la valorisation des déchets urbains et assimilés (SVDU), celui pour l'incinération pose problème ***(voir "3 questions à Christian Monnier")***.

Les projets de valorisation énergétique des déchets feront l'objet d'un volet spécifique au sein des appels d'offres électricité biomasse de la CRE, qui devraient être lancés début 2016.

## Une fiscalité en révision

Concernant la taxe générale sur les activités polluantes (TGAP), une réforme de la fiscalité des déchets est en préparation depuis plusieurs années. Des installations pouvaient bénéficier d'une réfaction, terme désignant la réduction de la taxe sous certaines conditions. Cependant, quelques-unes de ces réfactions devraient être supprimées, comme celle visant les installations de stockage de déchets certifiées ISO 14001. Pour Christian Monnier, président du SVDU, cela aurait pour conséquence *« de pénaliser les installations qui ont investi pour valoriser l'énergie en biogaz »*. Côté incinérateurs, la réfaction sur les déchets présentant une performance énergétique dont le niveau est élevé devrait être maintenue, mais celle sur les valeurs d'émission de NOx (< à 80mg/Nm3) devrait être supprimée. Les taux de la TGAP seront révisés à compter de 2016, pour une période allant jusqu'à 2025.

## TMB, des retours décevants

Le secteur développe depuis quelques années de nouveaux procédés de traitement en alternative à l'incinération et au stockage des ordures ménagères résiduelles. Le traitement mécano-biologique consiste en l'imbrication d'opérations mécaniques (dilacérations et tris) et d'étapes biologiques (compostage, méthanisation). Néanmoins, l'Ademe a appelé les élus à la prudence avant de s'engager dans ce type d'équipements. En effet, l'investissement est élevé, le risque de non-atteinte des performances revendiquées est fort, et le produit en fin de chaîne ne répond pas toujours à la norme sur les amendements organiques (NFU 44-051).

Après l'abandon du projet de TMB à Romainville (Seine-Saint-Denis) et les retours d'expérience négatifs de Montpellier et Fos-sur-Mer (Bouches-du-Rhône), c'est au tour d'Angers de faire les frais du TMB. Depuis sa conception en 2011, l'usine accumule les problèmes. Angers Loire Métropole n'a jamais réceptionné l'usine, baptisée Biopôle, en raison de multiples dysfonctionnements. En octobre 2014, le conseil communautaire a décidé de poursuivre le groupe Vinci, le constructeur, en justice. Puis en juillet 2015, les élus ont pris la décision de démanteler l'usine, située à Saint-Barthélemy-d'Anjou. La conception et la construction avaient coûté environ 70 millions d'euros pour une capacité prévue de 75 000 t/an. Les déchets de l'agglomération angevine seront traités ailleurs, par enfouissement et/ou incinération. Un grand centre de tri de collectes sélectives pourrait aussi être créé sur place.

Pour éviter ces déboires, le Symevad (Pas-de-Calais) a misé sur une technologie novatrice venue d'Allemagne pour la construction de son usine multifilière

d'Hénin-Beaumont par Tiru (filiale d'EDF) : le "tri de valorisation matière et énergie", le TVME. Ici, contrairement au TMB, il n'y a pas de production de compost. Le but est d'extraire un maximum d'énergie des déchets, sous forme de biométhane et de combustibles solides de récupération (CSR). Avec le TVME, seulement 20 % des déchets partent en décharge. La matière organique est séparée de la matière sèche par percolation. La fraction liquide est méthanisée pour produire du biométhane injecté dans le réseau de gaz. La partie solide rejoint une filière de production de combustibles à haut pouvoir calorifique. Chaque année, l'usine du Symevad transformera 100 000 tonnes de déchets, en majorité des ordures ménagères, pour produire 128 000 MWh/an, avec 2,4 millions de $m^3$ de biométhane et 32 000 tonnes de CSR. L'investissement total du projet représente 54 millions d'euros (avec une aide de l'Ademe de 5 millions d'euros et du Feder de 3 millions d'euros), pour un coût de traitement d'environ 100 euros/tonne. Un coût de traitement semblable à ceux des incinérateurs ou des décharges, mais avec un bilan environnemental et énergétique bien meilleur.

## De l'hydrogène avec des déchets

Une autre valorisation énergétique des déchets est doucement en train d'émerger sous la forme d'hydrogène. Solution d'avenir pour les transports, l'hydrogène apporte également une réponse à la question du stockage des énergies renouvelables. En 2015, l'association Record a étudié pour l'Ademe les voies thermochimiques et biologiques pour fabriquer de l'hydrogène à partir de déchets. Si la voie thermochimique (combustion en atmosphère réductrice) est déjà mature, il faudra encore attendre entre 5 et 10 ans pour fabriquer de l'hydrogène via la voie biologique (fermentation ou microalgues).

Concrètement, Trifyl, syndicat mixte départemental pour la valorisation des déchets ménagers du Tarn, s'est engagé dans le projet VaBHyoGaz, qui consiste à transformer le biogaz issu des déchets en gaz hydrogène, à le stocker et à l'utiliser comme combustible. Après l'inauguration du site pilote en 2014, une première station d'hydrogène a été mise en service en juin 2015, sur le circuit d'Albi par Eveer'Hy'Pôle. La Poste et Trifyl ont investi dans des véhicules électriques utilisant cette énergie. Une deuxième station devrait voir le jour fin 2016 à Rodez.

**Quelques sites pour aller plus loin :**

- ✓ Les pages dédiées à la filière sur le site de l'Ademe : www.ademe.fr
- ✓ www.incineration.org
- ✓ www.amorce.asso.fr
- ✓ www.cniid.org

# 3 QUESTIONS
## de l'Observatoire des énergies renouvelables

à **Christian Monnier,**
président du Syndicat national du traitement et de la valorisation des déchets urbains et assimilés

**1 Le complément de rémunération se met en place au 1er janvier 2016. Qu'est-ce que cela va changer ?**

*Pour les puissances comprises entre 0,5 et 1 MWe, le tarif d'achat de l'électricité est calé sur un prix de marché auquel s'ajoutera une prime d'État. Pour le biogaz de centre de stockage, la prime envisagée répond à nos attentes. En revanche, pour l'incinération, le projet de décret prévoit à ce stade une prime très faible au regard de celles accordées aux autres énergies renouvelables ou fossiles, ce qui ne permettrait pas de stimuler le potentiel de valorisation énergétique de ces installations. Le tarif d'obligation d'achat de l'électricité pour les incinérateurs est actuellement de 60 €/MWh électrique environ. Demain, le projet de texte prévoit un tarif entre 58 et 60 €/MWh électrique. Une baisse à laquelle s'ajoute la suppression du bénéfice de rénovation qui permettait jusqu'à présent à une installation d'obtenir la reconduction du tarif d'obligation d'achat sous condition d'un montant d'investissements de rénovation des équipements produisant de l'électricité. Je rappelle qu'en France, il n'y a quasiment pas de projet de construction d'incinérateurs neufs, et que en revanche, plusieurs installations pourraient être rénovées pour améliorer significativement leur rendement ou leur potentiel de valorisation énergétique. Il faut savoir que les installations qui aujourd'hui vendent l'électricité sur le marché, à un prix d'environ 40 €/MWh, réduisent leurs recettes énergétiques, avec un impact probable sur le coût de traitement des déchets.*

**2 Comment envisagez-vous le développement de la nouvelle filière des CSR ?**

*Les CSR sont effectivement une ressource en développement particulièrement efficace d'un point de vue énergétique, et disponible localement. Le potentiel est énorme, environ 2 millions de tonnes produites à l'horizon 2025. Les techniques sont matures, et la réglementation se met en place. Un appel à projets de l'Ademe, semblable au BCIAT, devrait voir le jour et impulser la création d'une dizaine de nouvelles chaufferies CSR.*

**3 Ce sont de bonnes nouvelles. Qu'est-ce qui pourrait freiner cette nouvelle filière ?**

*L'atteinte d'un modèle économique reste encore complexe. Il faut en effet trouver des débouchés chaleur, en tenant compte du fait que les réseaux urbains ne valorisent la chaleur que l'hiver et que les industriels qui ont besoin de chaleur ont, dans le contexte actuel, des difficultés à prendre des engagements de consommation dans la durée. Ajoutons que le prix de l'énergie fossile est très bas et que le carbone n'a pas*



**Observ'ER**
Le Baromètre 2015
des énergies renouvelables
électriques en France

*de prix. L'équilibre économique doit se faire à partir des prix de la chaleur, des déchets, de l'électricité et des investissements dans l'installation. Il n'est pas facile à atteindre, mais je reste confiant sur notre capacité à trouver les solutions qui permettront de valoriser ce formidable gisement de ressources énergétiques renouvelables et locales.*

*Le futur puits de Rosny-sous-Bois (93) prélèvera à 1 800/mètres de profondeur de l'eau chaude à 60 °C pour alimenter près de 10 000 équivalents-logements.*

*Ludovic Le Couster*

**Pendant longtemps, la géothermie électrique française s'est résumée aux deux seuls sites de Bouillante en Guadeloupe et de Soultz-sous-Forêts en Alsace. Aujourd'hui, la situation est en train de changer et les essaimages des dernières années devraient déboucher sur la création de nouvelles installations qui constitueront la vitrine du savoir-faire français dans une filière où le pays entend bien jouer un rôle international de premier plan.**

## CHIFFRES CLÉS

*Puissance nette installée fin 2015*

**17,2 MW**

*Production électrique en 2014*

**83 GWh**

*Objectif PPE 2023*

**Accompagner la réalisation de quelques projets pilotes représentant moins d'une centaine de MW**



# FILIÈRE GÉOTHERMIE

### Une filière à très fort potentiel mondial

La production d'électricité géothermique est une technologie maîtrisée depuis longtemps. Elle se base sur l'exploitation de milieux fracturés à forte perméabilité, situés à plus de 1 000 mètres de profondeur et dont la température varie entre 200 et 300 °C. Ces types de sites, capables de fournir des débits de production de vapeur élevés, sont généralement localisés dans des zones volcaniques ou tectoniquement actives. Pour l'Europe, il s'agit principalement de la Toscane, de l'Islande, des Açores et de quelques îles grecques auxquelles on peut ajouter des territoires d'outre-mer comme la Guadeloupe, la Martinique et la Réunion. Le marché mondial de la production d'électricité géothermique est en devenir avec le doublement attendu de la puissance mondiale installée dans les dix prochaines années (étude Ademe/Capgemini Consulting 2013). Des programmes ambitieux de développement sont ainsi envisagés dans plusieurs pays, notamment en Asie du Sud-Est, en Amérique centrale et du Sud et en Afrique de l'Est. Le chiffre d'affaires prévisionnel en études, travaux, équipements et services est évalué à environ 3-4 milliards d'euros par an. Plusieurs centaines de mégawatts sont envisagés à moyen terme en Amérique centrale (Salvador, Nicaragua, Costa Rica, etc.) ou en Amérique du Sud, (Colombie, Chili et Bolivie).

### À la recherche d'un nouvel investisseur à Bouillante

Au niveau français, les premiers forages ont été menés dans les années 1970 sur le site de Bouillante en Guadeloupe. La centrale est basée sur un réservoir naturel d'eau très chaude (250 °C) réalimenté en permanence. L'eau sous pression est puisée à des profondeurs proches de 1 000 mètres. Le site, aujourd'hui exploité par Géothermie Bouillante, reste la seule centrale produisant du courant sur le réseau électrique national. Avec 7 % environ de l'électricité consommée dans l'île, elle est un des principaux contributeurs à la production d'énergies renouvelables en Guadeloupe.

La première unité, qui tournait depuis 1985, a fait l'objet d'une "reconstruction" quasi complète. Réalisés pendant un an, les travaux ont coûté 5 millions d'euros. Grâce à cette cure de jouvence, la première unité (4 MW) peut atteindre une production annuelle de 30 GWh, soit une croissance de 25 % par rapport à 2013. Une deuxième unité (10 MW), installée en 2005, vient compléter cette installation. L'objectif total de production était de 100 GWh pour 2014. Néanmoins il a été revu à la baisse : 75 GWh ont été produits en 2014 et près de 80 GWh pourraient l'être en 2015 ; l'exploitation a été limitée par la pression du réservoir et il a fallu réduire la quantité de fluide soutirée. De nouveaux investissements dans le sous-sol sont envisagés pour valoriser au maximum ceux faits en surface en 2013.

Le potentiel de la centrale pourrait encore être accru à l'avenir avec l'ouverture d'une troisième unité, estimée à plusieurs dizaines de MWe. Néanmoins, compte tenu du montant d'investissement considérable que représente ce projet (80 à 90 millions d'euros), Géothermie Bouillante, filiale qui était détenue à 97,8 % par le BRGM et à 2,2 % par EDF, cherchait à ouvrir son capital à un troisième investisseur privé. Les négociations ont débouché en décembre 2015 avec l'arrivée de l'américain Ormat Technologies

qui a acquis 85 % de Géothermie Bouillante. Le site passe donc sous pavillon américain avec une entreprise qui est l'un des principaux développeurs et producteurs d'électricité géothermique aux États-Unis.

## Soultz-sous-Forêts prend de l'envergure

L'autre site de production d'électricité géothermique français est celui de Soultz-sous-Forêts, dans le Bas-Rhin, où un programme pionnier de recherche a été initié en 1987 par une équipe d'ingénieurs et de scientifiques. Financé par la Commission européenne, l'Allemagne et la France, ce programme de recherche a abouti à la réalisation en 2008 d'un pilote scientifique composé de trois forages profonds de 5 000 m et d'une unité de conversion thermoélectrique d'une puissance électrique de 2,1 MW. La technologie utilisée ici est dénommée aujourd'hui "géothermie profonde en réservoir fracturé" (EGS en anglais – Enhanced Geothermal System). En circulant dans le sous-sol, l'eau déplace des particules sédimentaires qui, au fil du temps, colmatent partiellement les failles existantes. La technologie "activée" ou "stimulée" consiste à réactiver cette circulation souterraine en fond de puits par des techniques de stimulation du sous-sol, une sorte de détartrage des failles qui permet à l'eau de trouver de nouveaux chemins. On améliore ainsi la connexion du puits au réservoir existant. L'eau puisée entre 1 500 et 5 000 mètres de profondeur atteint jusqu'à 200 °C. La centrale est placée sous l'égide du GEIE (groupement européen d'intérêt économique) Exploitation minière de la chaleur, associant aujourd'hui deux partenaires industriels (Électricité de Strasbourg et l'allemand EnBW). Le maître d'ouvrage du site est associé à trois partenaires industriels (EDF, Électricité de Strasbourg et l'allemand EnBW). Depuis l'automne 2010, Soultz-sous-Forêts est en phase de production électrique, ce qui constitue une première mondiale pour ce type de technologie. Cependant, le site, qui est connecté au réseau de distribution depuis janvier 2011, n'a pas encore commencé à y injecter en permanence sa production. Durant cette période, de nombreux essais ont été entrepris sur les équipements de surface, en particulier sur la partie où circule l'eau géothermale, qui est la plus exposée aux contraintes liées à l'agressivité du fluide naturel. La centrale est aujourd'hui en phase de renouvellement total, y compris la turbine, les travaux devraient s'achever aux alentours de l'été 2016.

Une évolution importante est intervenue pour le site en 2015. Après avoir obtenu la deuxième prolongation du permis de recherche jusqu'en octobre 2017, le GEIE Exploitation minière de la chaleur vient d'obtenir la concession de gîtes dite "concession de Soultz" pour 25 ans (décret du 22/09/2015). Cela signifie que Soultz-sous-Forêts reste un centre de recherche, mais plus seulement réservé aux partenaires scientifiques du départ. Des acteurs extérieurs peuvent venir y effectuer des travaux et ainsi poursuivre le développement de cette jeune filière. La concession obtenue agrandit la superficie du site qui s'étend désormais sur 23 km² environ. Le champ des expérimentations est également étendu puisque c'est sur l'ensemble de la chaîne d'activité (forage, pompage, transformation, connexion au réseau électrique, etc.) que vont porter les travaux. Les textes encadrant la nouvelle concession comportent cependant des objectifs quan-

### *Écogi, en activité en 2016*

***Douze ans après le site expérimental de Soultz, un deuxième site de géothermie profonde va voir le jour ; il sera en activité très prochainement (début 2016). Écogi, ou la géothermie au service de l'industrie, est annoncé comme une première mondiale. Même si ce site a vocation à ne produire que de la chaleur, sans électricité, il illustre l'émergence de cette filière. Initié par le Groupe ÉS (Électricité de Strasbourg), Roquette Frères et la Caisse des dépôts, l'objectif d'Ecogi est d'exploiter l'énergie du sous-sol pour approvisionner en vapeur l'usine de l'amidonnier à Beinheim. À Rittershoffen (Bas-Rhin), deux forages à 2 500 mètres de profondeur ont été réalisés. Le premier est vertical, le deuxième, dévié à plus de 40 degrés et d'une longueur de 3 200 mètres, puise de l'eau à 177 °C.*** **« C'est la première fois, après Soultz, que l'on découvre, en métropole, un régime hydraulique aussi élevé, *souligne Guerric Villadangos, directeur des centrales géothermiques du Groupe ÉS*. Au troisième trimestre 2015, nous avons réussi à réinjecter l'eau au même débit, ce qui prouve que le doublet fonctionne bien. Nous continuons les tests de traçage et d'interférométrie. »**

***Une canalisation de 15 km de long relie la centrale géothermique et l'usine. Les travaux ont duré dix mois car le tracé traversait une zone Natura 2000 et une zone de fouilles archéologiques. Après les premiers réglages en février 2016, la centrale géothermique devrait fournir à l'amidonnier 24 MWth, entraînant une réduction de 39 000 t/an des émissions de $CO_2$. Depuis 2012, une chaudière biomasse de 43 MWth couvre 50 % de la vapeur utile, soit 60 tonnes de vapeur par heure. Avec la géothermie, Roquette Frères passera à 75 % d'énergie renouvelable.***

titatifs : les engagements minimaux de production brute annuelle sont de 70 000 MWh de chaleur et de 11 000 MWh d'électricité sur les dix premières années. Si la production devient inférieure à ces seuils, pendant deux années consécutives le ministère chargé des mines pourra mettre fin à la concession.

## L'"après-Soultz", de nombreux permis de recherche en cours

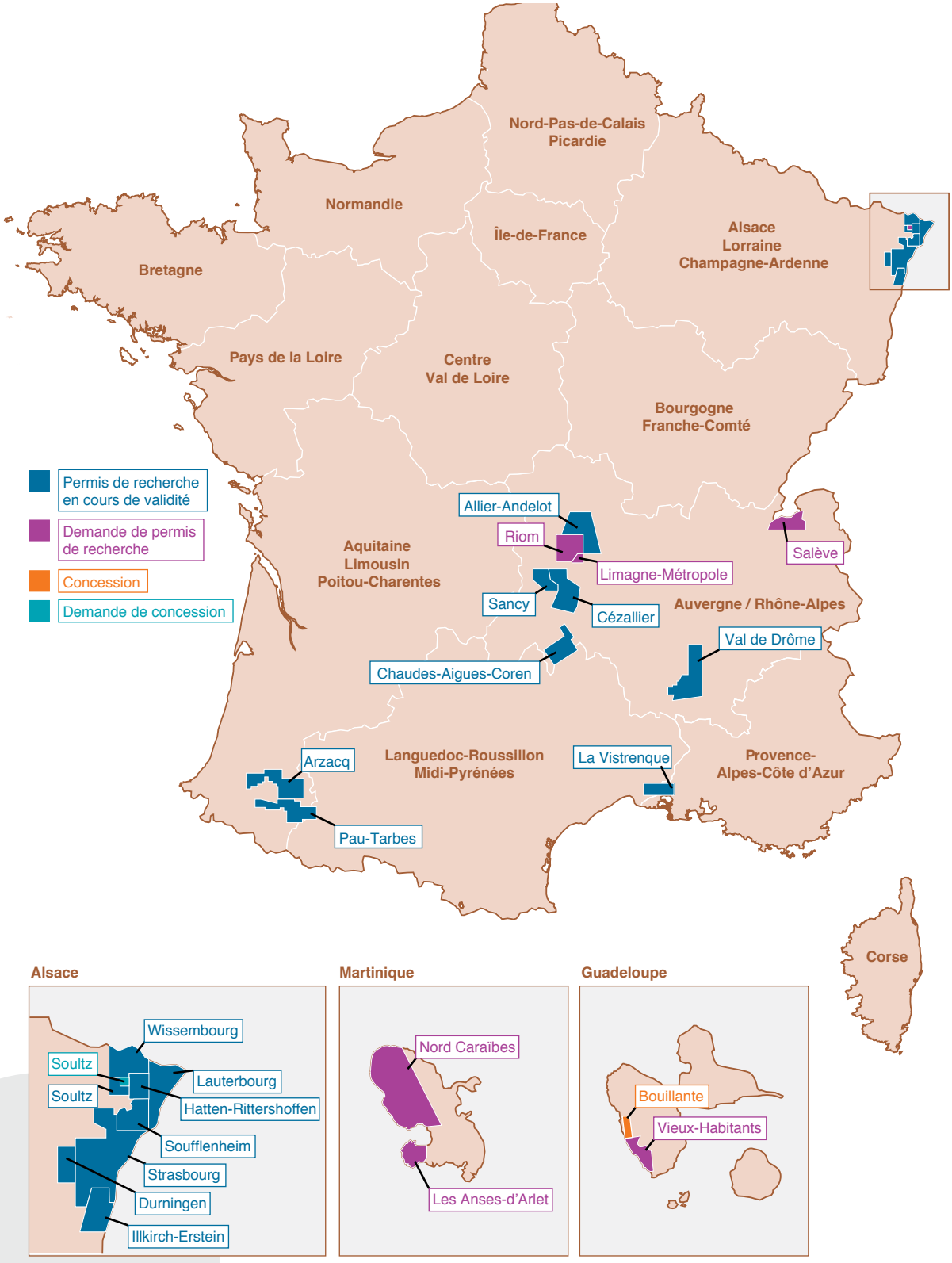
L'objectif est désormais d'essaimer ailleurs sur le territoire français les technologies développées depuis 25 ans sur le site alsacien. Au total, l'octroi d'une vingtaine de permis exclusifs de recherche est visé par le ministère de l'Environnement et du Développement durable. L'objectif de ces permis est de constituer la première étape, celle des forages exploratoires, qui doit mener à terme à l'installation de futurs sites d'exploitation de production d'électricité et/ou de chaleur à partir de chaleur souterraine. Au 1er janvier 2015, le ministère du Développement durable comptabilisait 15 permis de recherche, en plus de Soultz.

Au cours de l'année, deux projets ont été abandonnés : celui de Mittelhausbergen (soutenu par ES Géothermie) pour cause de délais rendus caducs par la réglementation, et celui de Robertsau à Strasbourg (Port aux Pétroles) porté par Fonroche, qui

# Carte n° 1

## *Carte des permis miniers de recherches géothermiques*

*Source : Observ'ER 2015*



### *Les projets avancent autour de Strasbourg*

***En 2015, tous les regards se sont tournés vers Strasbourg. Deux autorisations de forage ont été accordées dans l'eurométropole cet automne. Il s'agit d'Illkirch (Électricité de Strasbourg) et d'Eckbolsheim (Fonroche Géothermie). Ces autorisations préfectorales permettent de débuter le forage des premiers puits. À Illkirch, au sud de Strasbourg, Électricité de Strasbourg (ÉS) peut ainsi se lancer dans l'exploitation d'un réservoir d'eau chaude se trouvant à une profondeur comprise entre 2 000 et 3 000 mètres, au sud du Parc d'innovation. Il s'agit d'extraire la chaleur de cette eau (plus de 160 °C) afin de produire de la chaleur (17,5 MW) pour un circuit de chauffage urbain, et éventuellement de l'électricité (3 MW) en fonction de la quantité d'enlèvement de la chaleur. À l'ouest de Strasbourg, à Eckbolsheim, Fonroche a obtenu l'autorisation de forer quatre puits d'environ 4 000 m de profondeur, pour une puissance installée de 6 MW électriques et 40 MW thermiques. L'entreprise, souhaite elle aussi valoriser la chaleur dans un réseau urbain. Soumis à enquête publique au printemps, le projet avait pourtant reçu un avis défavorable du commissaire enquêteur car il était situé trop près d'un autre projet de géothermie, celui de Mittelhausbergen. Sauf que l'autorisation d'ES Géothermie, qui portait ce projet, s'est révélée caduque (délais juridiques). Celui-ci a donc été abandonné et a laissé la place au projet d'Eckbolsheim. Une commission de suivi avec les élus et les citoyens va être mise en place pour améliorer l'acceptabilité du projet. Cet été, Fonroche a renoncé à son projet de centrale géothermique à l'est de Strasbourg, à Port aux Pétroles, en raison d'une incertitude sur le futur de la zone du Port aux Pétroles. Reste un projet de géothermie profonde au nord de l'agglomération, celui de Vendenheim, également porté par Fonroche. Il est en cours d'instruction. Jean-Philippe Soulé, directeur de Fonroche, explique sa démarche :*** **« Nous essayons de grouper les projets par territoire lorsque cela est possible. De cette façon, les études préalables se recoupent et les investissements de géophysique sont mutualisés. En Alsace, par exemple, nous avons investi plus de 2 millions d'euros, rien qu'en recherche, pour nos deux projets de centrales géothermiques. »**



a reçu un avis défavorable lors de l'enquête publique et une contestation importante de la part des citoyens. En octobre 2015, l'État a donné son feu vert pour l'autorisation de forage d'Eckbolsheim (Bas-Rhin) porté par Fonroche.

De son côté, le projet CoGeWi n'a pas été poursuivi en l'état. Il a été remplacé par le projet "EGS Alsace", un programme de R&D à vocation industrielle soutenu par l'Ademe qui vise à structurer la filière géothermie profonde française. Il est adossé à tous les projets industriels de construction de centrales géothermiques du Groupe ÉS en Alsace, dont celui de cogénération à Wissembourg (nord de l'Alsace), et cherche à développer de nouveaux outils, services et technologies afin d'offrir à la filière une vitrine technologique innovante et de nouveaux savoir-faire exportables. La technolo-

gie utilisée sera proche de celle développée à Soultz-sous-Forêts, c'est-à-dire celle des systèmes géothermiques stimulés. Le projet s'appuie sur la chaire industrielle de géothermie profonde regroupant Électricité de Strasbourg (coordinateur) et l'École et observatoire des sciences de la Terre.

## Geodeep, bannière de la filière française à l'export

La France vise 10 à 15 % du marché mondial. Elle dispose en effet de nombreux atouts, avec des compétences présentes sur l'ensemble de la chaîne de valeur, dont des points forts en exploration, ingénierie, exploitation et maintenance d'équipements énergétiques. Pour atteindre ces objectifs, la filière s'est organisée. Depuis 2013, des travaux sont engagés par l'Ademe, avec les acteurs de la filière et l'appui de l'AFPG (Association française des professionnels de la géothermie) et du SER (Syndicat des énergies renouvelables). Une soixantaine d'entreprises ont été identifiées comme pouvant intervenir à l'export sur des projets de production d'électricité géothermique (profil, expérience, références, marchés visés, besoins, etc.) et une chaire industrielle en géothermie profonde a été créée à Strasbourg. Cette mobilisation d'un noyau d'acteurs a conduit en juin 2014 à la création du cluster pour la production de chaleur et d'électricité géothermiques Geodeep. Il a regroupé 12 entreprises françaises au départ, il en compte aujourd'hui 16 : Cryostar, Eiffage-Clemessy, Groupe Électricité de Strasbourg, Fonroche Géothermie, Electerre de France, Antea Group, le BRGM, CFG Services, Teranov, GPC IP, Aqylon, Entrepose Drilling, Omexom, Boccard, Kyotherm et TLS Geothermics, qui représentent ainsi tous les maillons de la filière.

Ses objectifs sont de continuer à fédérer des acteurs français de la géothermie pour l'export principalement, de constituer un lieu d'échange pour ses membres. Après avoir été présent à divers salons internationaux avec un "pavillon France", le cluster Geodeep a conclu un partenariat, en août 2015, avec son homologue islandais (Iceland Geothermal Cluster) pour répondre en commun à des appels d'offres internationaux de centrales à forages profonds. Autre projet commun à l'export : Gospel. Le groupe ES a obtenu le 21 octobre 2015 le feu vert de la direction générale du Trésor pour le soutien du premier projet d'exportation du savoir-faire français en géothermie en milieu fracturé. Le projet a pour objectif de développer le potentiel géothermique profond de la Serbie. C'est un mécanisme d'aide appelé Fasep qui soutient les études pour les entreprises françaises à l'export. L'entreprise coordinatrice ES Géothermie associée à son partenaire IEL créera à cette occasion un club de partenaires où se regrouperont les entreprises françaises Clemessy, Cryostar, Flodim, Dalkia, EDF R&D, CFG Services, Entrepose Drilling, CDP Consulting, ACM, Antea Group, CMS Prodex et Aqylon. L'étude démarrera début 2016 et s'étalera sur deux années.

Si aujourd'hui les entreprises se connaissent et peuvent proposer une offre commune à l'international, le nerf de la guerre reste le financement du risque. Le 30 mars 2015, Ségolène Royal, ministre du Développement durable et de l'Énergie, a annoncé la mise en place d'un premier compartiment d'un fonds de garantie dédié aux projets de géothermie profonde. L'outil a été doté de 50 millions d'euros, dont 25 apportés par l'Ademe en

avance remboursable, 15 millions d'euros par les opérateurs privés et 10 millions d'euros par la Caisse des dépôts et Consignations. En septembre 2015, l'autorité de contrôle prudentiel et de résolution (ACPR) a validé ce montage financier. Les procédures de notification à la Commission européenne sont en cours. Le fonds devrait être opérationnel en 2016. Un compartiment dédié à la géothermie de type volcanique doté lui aussi de 50 millions d'euros est en cours de montage. Les professionnels sont satisfaits et voient dans ces outils un puissant levier pour développer des projets.

## Lancement de deux démonstrateurs industriels

Afin d'accompagner son développement, la filière française a également besoin de disposer de démonstrateurs industriels pour convaincre les futurs acheteurs de la pertinence de son offre. L'idée est de créer deux pôles d'excellence français en géothermie, l'un en métropole et l'autre aux Antilles, qui permettront d'accroître la collaboration entre les acteurs de la recherche et ceux de l'industrie. Le pôle basé en métropole pourrait être consacré principalement à la production de chaleur géothermale conventionnelle sur aquifères profonds et à la géothermie sur réservoirs fracturés. Celui des Antilles serait dédié à la production d'électricité géothermique en contexte volcanique. L'Ademe joue un rôle d'accompagnateur pour structurer ces pôles.

Par ailleurs, en réponse à l'appel à manifestations d'intérêt sur la géothermie lancé par l'Ademe en 2011, deux projets ont été retenus et ont débuté en 2015. *« Les forages exploratoires coûtent très cher, sans garantie de résultat. Grâce à la modélisation en situation volcanique avec Géotref, ou en réservoir sédimentaire avec Fongeosec, nous pourrons minimiser le risque commercial »*, indique Jean-Philippe Soulé, directeur de Fonroche.

## Avec Fongeosec et Géotref, la recherche continue

Le projet Fongeosec, à Lons près de Pau, réunit de nombreux partenaires autour de Fonroche Géothermie (Enertime, Flodim, Enesol Géothermie, Operantis, Foragelec, Armines, l'Ensegid, le BRGM et le Latep). Cette opération, de 82 millions d'euros, soutenue à hauteur de 27 millions d'euros dans le cadre des Investissements d'avenir, vise à concevoir et à réaliser une méthodologie de construction des puits innovante, comme l'explique Jean-Philippe Soulé, directeur de Fonroche : *« Nous optimisons les capacités à produire dans un milieu en perméabilité réduite avec des méthodes douces. Autrement dit, nous étudions les solutions pour rendre rentable une centrale qui ne le serait pas avec un simple doublet. En jouant sur la géométrie de l'ouvrage, on peut pallier un débit naturel insuffisant en utilisant la conduction des roches, renouvelé par une convection de chaleur dans le réservoir. En synergie avec l'université de Pau, Mines Paristech, l'Ensegid de Bordeaux et le BRGM, nous allons créer un outil de simulation sur la convection interne au réservoir. Le dimensionnement du deuxième forage s'adaptera aux résultats du premier. »* Il s'agit de prélever de l'eau à plus de 150 °C, entre 4 et 6 km de profondeur, pour produire 5,5 MW électrique, et 10 MW thermique, (plus 30 MW de chaleur fatale de condensation). Le projet a démarré en avril 2015. La société Enertime fournira la technolo-

gie de production d'électricité et de chaleur du projet, fonctionnant sur le principe des machines à cycle de Rankine à fluide organique. Le premier forage est attendu pour 2018.

L'autre projet, baptisé Géotref, vise à améliorer la compréhension des réservoirs géothermiques fracturés. Il s'agit, d'une part, de réduire ce que l'on appelle "le risque géologique" et, d'autre part, de garantir une exploitation durable du réservoir lors de la phase de production. En effet, les forages exploratoires demandent un investissement très important et freinent le développement de la filière. Lancé officiellement fin 2014, le projet est coordonné par Teranov, une entreprise guadeloupéenne. Géotref associe trois PME et neuf laboratoires de recherche, (dont le CNRS, Armines, l'université des Antilles et l'université de Cergy-Pontoise). Les travaux ont débuté début 2015. Une partie des méthodes d'analyse sismique se déroulera en métropole, à Vauvert (Gard), mais le démonstrateur sera situé sur la commune de Vieux-Habitants, en Guadeloupe, à une dizaine de kilomètres de Bouillante. Un permis exclusif de recherche est en cours de consultation publique. Il faudra attendre mi-2016 pour connaître les caractéristiques du réservoir de Vieux-Habitants et la fin de l'année pour voir les premiers forages exploratoires. Ce projet de 43 millions d'euros, soutenu par les Investissements d'avenir, devrait durer quatre ans.

## L'OUTRE-MER, L'AUTRE HORIZON DE LA FILIÈRE FRANÇAISE

Votée par le Parlement en août 2015, la loi de transition énergétique fixe l'objectif de 50 % d'énergie renouvelable dans chacun des départements d'outre-mer à l'horizon 2020. Dans le sillage de Bouillante, les îles de l'arc des Petites Antilles sont très intéressées de développer leur potentiel géothermique.

Initié fin 2012 dans le cadre du programme européen "Interreg IV Caraïbe", ce projet est porté par les Régions Guadeloupe et Martinique et par l'Ademe. Il associe d'autres partenaires publics (AFD, CDC, BRGM), un partenaire privé (Électricité de Strasbourg) et le gouvernement de la Dominique. D'une durée de trois ans, le projet vise à préparer les conditions nécessaires pour faire émerger des projets de production d'électricité sur l'arc des Petites Antilles, avec la création d'outils (guide environnemental de bonnes pratiques pour le montage de projets, cahier des charges d'étude de préfaisabilité environnementale, mise en place d'un fonds de couverture du risque minier et de financement de la phase amont des projets, mise en œuvre à titre d'exemple d'un état initial de l'environnement en Dominique, élaboration d'outils de communication…). Interreg IV met en avant le développement des projets dans le cadre d'une démarche d'excellence environnementale avec l'objectif d'une proposition de labellisation internationale de la démarche.

L'île de la Dominique est au centre d'un projet très ambitieux. Depuis que ce tout petit territoire de 750 km² s'est mis à réfléchir aux moyens d'améliorer sa situation énergétique, il s'est découvert un potentiel géothermique considérable qui pourrait le rendre autonome sur le plan énergétique. Les trois forages exploratoires menés en 2011-2012 grâce au financement de l'Agence française de développement (AFD) ont été un succès : ils ont permis de conforter la présence d'une ressource géo-

thermale à environ 1 000 mètres de profondeur présentant une température de 230 °C. Le projet porte sur l'aménagement d'une première centrale électrique d'une dizaine de MW destinée au marché local puis de plusieurs centrales, cumulant une puissance d'une centaine de MW, quant à elles destinées à l'exportation via une interconnexion par câbles sous-marins avec la Guadeloupe et la Martinique. Ce programme de géothermie en Dominique peut être une opportunité pour la filière française de disposer, au plan international, d'un projet de référence, et ce à deux titres : une démarche environnementale exigeante, prenant en compte la spécificité des contraintes locales et l'interconnexion inter-îles par câbles sous-marins, pouvant préfigurer une interconnexion électrique de l'ensemble des îles de l'arc des Petites Antilles. Cependant, le projet peine à trouver des investisseurs. En avril 2013, EDF annonce son retrait. En mars 2014, Engie (ex-GDF Suez) prend sa place dans ce projet à plus de 450 millions d'euros. L'entreprise française crée un consortium réunissant CDC Infrastructure et le Groupe NGE. Mais en septembre 2015, en marge du lancement de la Cop21, Gérard Mestrallet, président-directeur général d'Engie, a annoncé à Victorin Lurel, président de la région de Guadeloupe, qu'il renonçait à son tour au projet.

La filière géothermique électrogène française poursuit son chemin. En 2016, plusieurs opérateurs vont forer de façon récurrente, et Geodeep et le fonds de garantie des risques géologiques devraient aussi être opérationnels. Des retours d'expérience avec différents pays européens (Italie, Allemagne, Islande, Pays-Bas, Suisse) se mettent en place et impulsent une dynamique européenne. Pour Jean-Philippe Soulé, directeur de Fonroche Géothermie : *« Dans cinq ans, la métropole possédera quatre centrales opérationnelles et de nombreux projets en construction. Elle détiendra ainsi une véritable vitrine de ses technologies, un véritable levier pour l'export, notamment face à l'Allemagne, qui possède une dizaine de centrales aujourd'hui. L'électricité renouvelable issue de la géothermie sera encore faible en 2020. Il faudra attendre 2030 pour qu'elle pèse réellement dans le mix énergétique français. »*

**Quelques sites pour aller plus loin :**

- ✓ Les pages dédiées à la filière sur le site de l'Ademe : www.ademe.fr
- ✓ www.geothermie-perspectives.fr
- ✓ www.geotref.org
- ✓ www.brgm.fr
- ✓ www.afpg.asso.fr
- ✓ www.geothermie-soultz.fr
- ✓ www.geodeep.fr
- ✓ www.geothermie-caraïbes.org
- ✓ www.es-geothermie.fr

# 3 QUESTIONS
## de l'Observatoire des énergies renouvelables

à **Christian Boissavy,** président de l'AFPG (Association française des professionnels de la géothermie)

### 1 A-t-on des chances de voir rapidement d'autres sites de production d'électricité géothermique en métropole que Soultz-sous-Forêts ?

*Oui, dès la fin de l'année prochaine, le site Écogi devrait utiliser la géothermie profonde. Même si ce site ne produira que de la chaleur de process pour l'industriel Roquette, sa configuration sera la même que celle des centrales géothermiques en cogénération. En France, une vingtaine de permis de recherche ont été déposés et une bonne quinzaine ont été accordés. Donc, les projets vont sortir dans les années futures. D'abord en Alsace, où l'on connaît très bien le bassin. Les différentes campagnes géophysiques ont montré une importante ressource. En 2017, on devrait voir des projets en Auvergne, notamment vers la Limagne et le Sancy. Ensuite, la géothermie devrait se développer dans le couloir rhodanien avec le permis de Valence, en 2018. Sans oublier le piémont pyrénéen. La filière est en route.*

### 2 Est-ce que le savoir-faire français en matière de géothermie profonde est aujourd'hui reconnu dans le monde ?

*La France reste le leader mondial pour l'exploitation de la ressource en zone non volcanique, autrement dit pour la géothermie en réservoir fracturé (EGS). Aujourd'hui, Engie est actif en Indonésie, des entreprises françaises sont présentes sur le rift africain et dans les Caraïbes. Avec la SAS Geodeep et le fonds de garantie qui devrait être opérationnel en 2016, tout est prêt pour accélérer à l'export. Avec Geodeep, nous avons signé un accord avec l'Islande qui devrait nous ouvrir des portes. Il nous manque simplement un démonstrateur "onshore", sur notre territoire, pour que la filière décolle vraiment. Ecogi arrive à point nommé. Nous allons beaucoup capitaliser sur cette centrale, qui est facile à faire visiter. La preuve, le Congrès européen de la géothermie se tiendra à Strasbourg en septembre prochain.*

### 3 Que manque-t-il à la filière française pour prendre de l'ampleur ?

*Il nous manque un gros projet. Celui de la Dominique, d'une puissance d'une centaine de MW, avec l'interconnexion des îles, aurait pu nous apporter un formidable tremplin de développement de la géothermie. Mais comme Engie s'est désengagé, il faut revoir l'ampleur du projet. Les partenaires de Geodeep planchent sur une offre d'une petite centrale, de l'ordre de 5 à 10 MW, pour alimenter les 80 000 habitants de l'île. Nous allons ainsi revoir l'objectif de 2023, qui sans la Dominique ne devrait pas être de 80 MW. Dans 5 ans, nous devrions voir quatre ou cinq centrales en fonctionnement en métropole, soit une puissance installée d'environ 40 MWe.*



**Observ'ER**
Le Baromètre 2015
des énergies renouvelables
électriques en France

Retour au sommaire

# GÉOTHERMIE

*À quelques kilomètres des côtes de Ouessant, la société Sabella associée à Engie a immergé son hydrolienne D10 d'1 MW le 25 juin 2015.*

*Sabella*

# CHIFFRES CLÉS

***Puissance installée à fin septembre 2015***

**241 MW**

***Production électrique en 2014***

**481 GWh**

***Objectif PPE pour l'éolien en mer posé à fin 2018***

**500 MW**

***Objectif PPE 2023***

**3 000 MW**

***Objectif PPE pour les filières EMR (hormis l'éolien en mer) à fin 2023***

**100 MW**

**Forte de son potentiel naturel qui couvre l'ensemble des différentes technologies possibles, la France entend jouer le premie rôle dans le développement industriel des énergies marines renouvelables dans le monde. Présentation en détail de ces filières où les défis technologiques sont à la mesure des enjeux énergétiques.**



# FILIÈRE ÉNERGIES MARINES RENOUVELABLES

**Observ'ER**
Le Baromètre 2015
des énergies renouvelables
électriques en France

### *SIX FILIÈRES POUR EXPLOITER LES FLUX MARINS*

Aujourd'hui, lorsqu'on parle d'énergies marines, on désigne l'éolien en mer ainsi que les cinq filières électriques exploitant les "flux" marins : l'énergie issue des marées, des courants, de la houle, du gradient thermique et du gradient osmotique. En août 2015, la ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie Ségolène Royal a lancé deux nouveaux appels à projets dans le cadre du Programme d'investissements d'avenir pour favoriser le développement des énergies marines renouvelables (EMR). Le premier concerne l'éolien flottant, le second les autres filières d'énergies marines et fluviales. Cette initiative montre que le gouvernement compte sur les EMR pour atteindre les objectifs fixés par la loi de transition énergétique pour la croissance verte de 40 % d'électricité d'origine renouvelable à l'horizon 2030. Le potentiel est en effet important, la France, métropole et outre-mer compris, comptant 11 millions de kilomètres carrés répartis sur quatre océans. Le pays possède en outre une avance technologique prometteuse pour le développement d'une industrie d'avenir et d'emplois à haute valeur ajoutée non délocalisables.



### ÉOLIEN EN MER

Le 7 mai 2014 étaient rendus publics les lauréats du second appel d'offres éolien en mer ouvert en janvier 2013. Les sites du Tréport en Seine-Maritime ainsi que les îles d'Yeu et de Noirmoutier en Vendée étaient alors attribués au consortium emmené par Engie et Energias de Portugal Renewables associé à Neoen Marine et Areva. Additionnés aux quatre premiers projets retenus lors de l'appel d'offres de juillet 2011 ***(voir carte n° 1)***, les six chantiers identifiés lançaient le développement de l'éolien en mer français dont les premiers kWh étaient attendus avant 2020. Cependant, deux ans plus tard, force est de constater que le démarrage de la filière française est poussif. Sur le plan des démarches destinées à lever les risques sur la faisabilité des projets ou sur l'avancement de la réalisation des enquêtes publiques, les sites poursuivent leur parcours. Les permis de construire des sites menés par EDF sont attendus début 2016 mais des dépôts de recours peuvent toujours survenir.

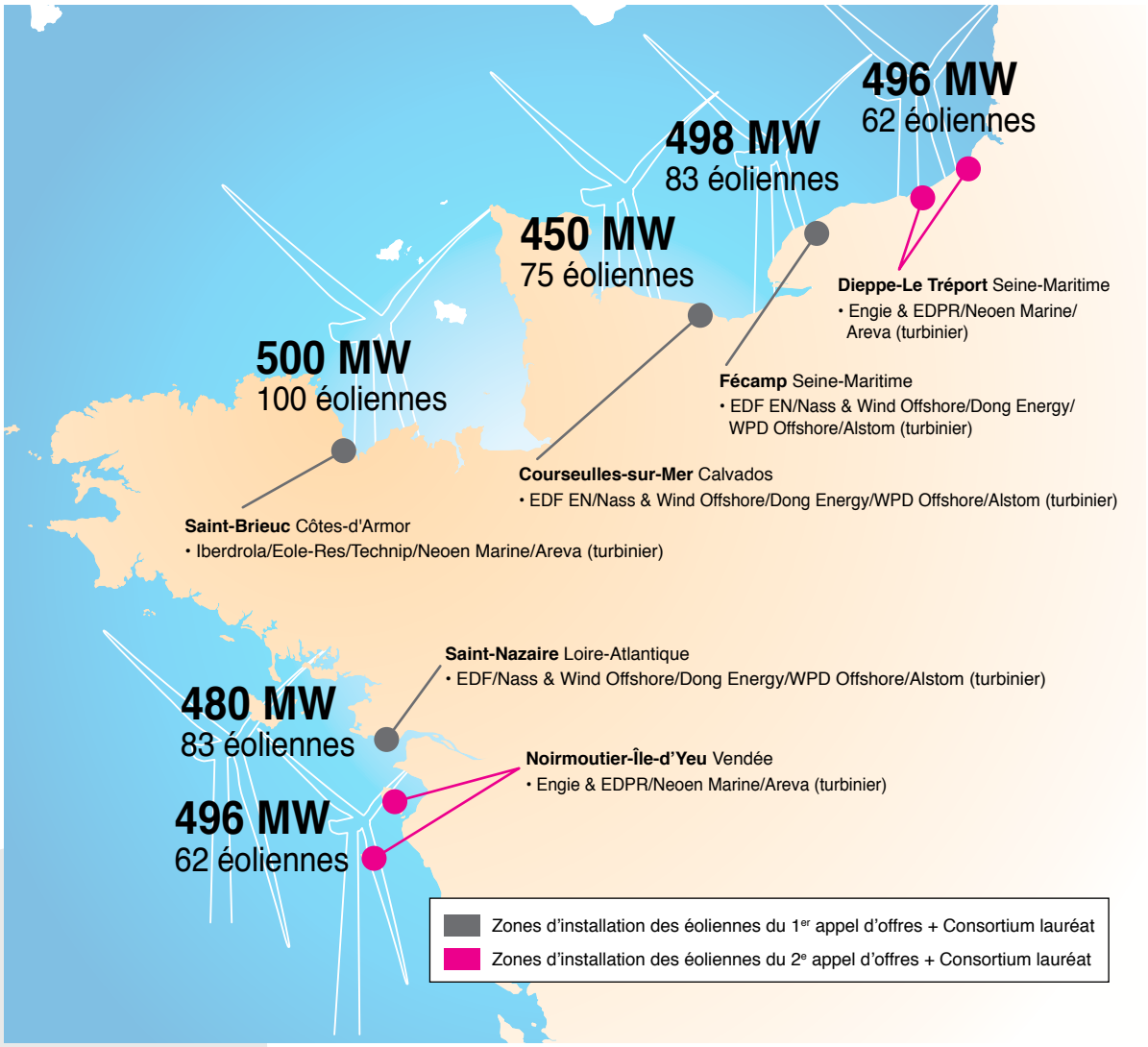
Sur le volet industriel la situation est plus incertaine. Avec la restructuration d'Areva et l'acquisition d'Alstom par General Electric, le déploiement de l'activité industrielle locale prend du retard. Dans le cas d'Alstom, les élus et les PME locales aimeraient être rassurés sur la volonté du géant américain de poursuivre l'aventure éolienne en mer. Alstom Renewable Power a tenu à rassurer sur la tenue des engagements pris même si le calendrier de réalisation sera probablement modifié. La ville de Cherbourg est tout particulièrement concernée. Elle doit en effet recevoir deux usines pour la fabrication de pales et l'équipement de mâts ainsi qu'un hub logistique destiné à l'assemblage des éoliennes des projets de Courseulles-sur-Mer et Fécamp. 700 emplois sont à la clé.
Du côté d'Areva, l'enjeu se situe au Havre. 50 hectares ont été déblayés autour de l'ancien quai des transatlantiques pour accueillir les cinq usines de production d'éoliennes marines promises en 2011 mais qui se font toujours attendre. Areva a profité de l'annonce en mars 2015 de la création de la structure Adwen (en partena-

riat avec Gamesa) pour confirmer ses engagements. En octobre, Adwen a annoncé avoir sélectionné le groupement qui sera en charge de préparer l'implantation des usines et de boucler les dossiers de permis de construire. Le chantier devrait se terminer en 2017 ou 2018, certes avec deux ans de retard sur le calendrier initial, mais il devrait bel et bien se faire. Une annonce qui a fait souffler l'agglomération havraise tant là aussi les enjeux sont importants : les retombées seraient de 750 emplois directs et 2 000 indirects. Adwen sera en charge de la conception, la fabrication, l'installation et la mise en service d'éoliennes en mer. La coentreprise va gérer un portefeuille de 2,8 GW de projets et a pour mission de devenir un des leaders européens du secteur.

## Carte n° 1

*Cartographie des zones de développement de l'éolien offshore français*

*Source : Observ'ER d'après DGEC*



## *L'éolien offshore en Europe*

***La puissance offshore connectée dans l'Union européenne se montait à 9 243 MW fin 2014, soit une puissance connectée additionnelle de 2 249,8 MW par rapport à 2013. Le premier pays est le Royaume-Uni avec 4 420 MW raccordés, ce qui confirme ses ambitions en éolien offshore et rappelle que son objectif principal est d'atteindre un parc de 39 000 MW d'ici à fin 2030. Selon EWEA, la progression des puissances en Europe devrait ralentir dans les prochaines années. Le secteur chercherait à capitaliser sur les retours d'expérience des premiers parcs avant de poursuivre plus en avant son développement.***

### Puissances éoliennes offshore raccordées en Europe, en MW

| | 2013 | 2014 |
|---|---|---|
| Royaume-Uni | 3 696,0 | 4 420,0 |
| Danemark | 903,0 | 2 340,0 |
| Allemagne | 1 271,1 | 1 271,1 |
| Belgique | 625,2 | 712,0 |
| Pays-Bas | 228,0 | 228 |
| Suède | 211,7 | 211,7 |
| Finlande | 26,0 | 28 |
| Irlande | 25,2 | 25,2 |
| Portugal | 2,0 | 2,0 |
| Espagne | 5,0 | 5,0 |
| Total | 6 993,2 | 9 243,0 |

*Source : EurObserv'ER 2015*

## Les éoliennes flottantes, la filière d'avenir en eau profonde

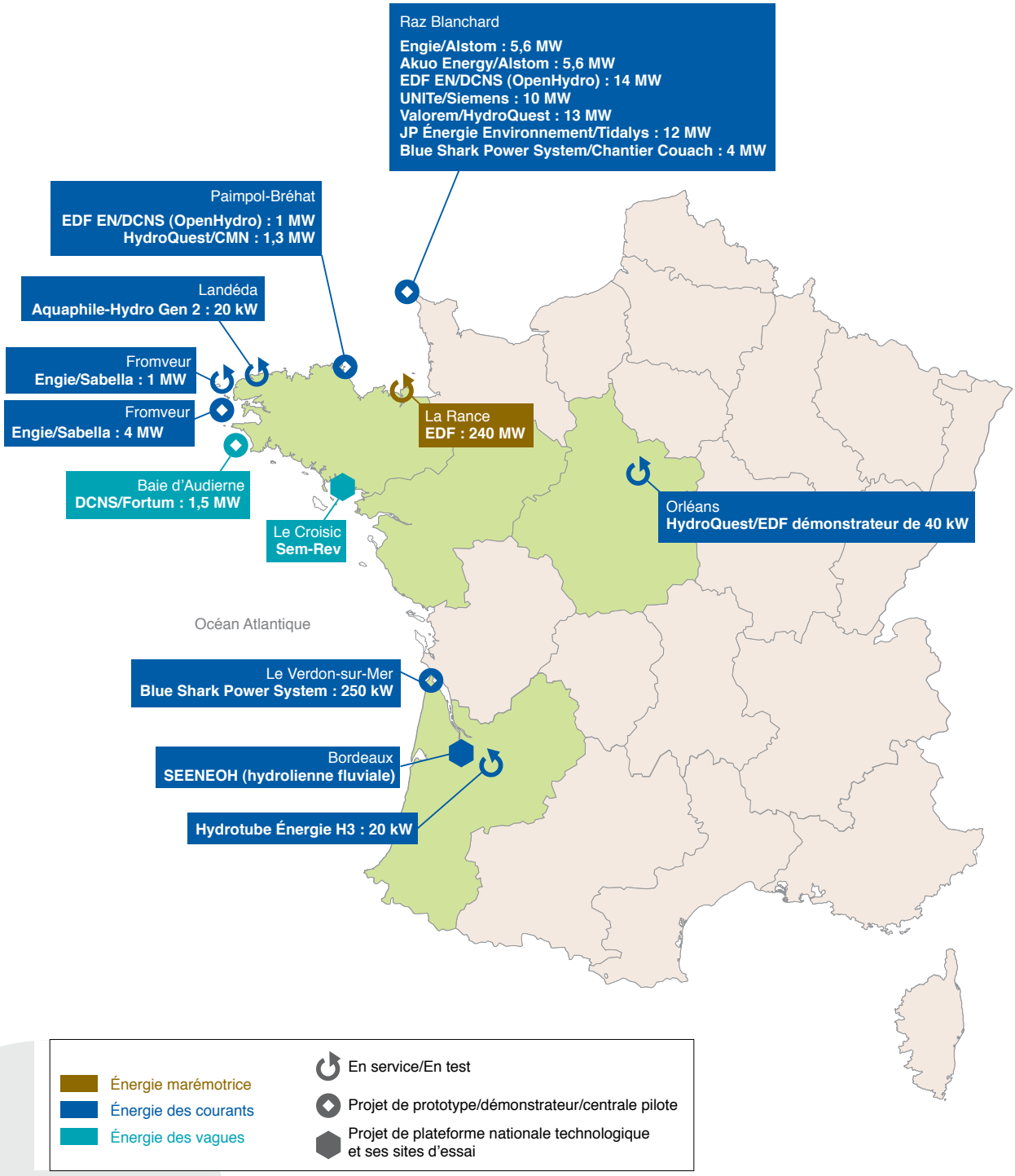
L'éolien offshore, tel qu'il est actuellement développé en Europe, s'implante sur des sites en eau peu profonde, de 5 à 40 mètres, où les éoliennes sont posées sur le fond marin. Le segment de l'éolien offshore flottant permettrait de s'affranchir de cette contrainte et d'exploiter des gisements bien plus vastes. Ces technologies s'appliqueraient particulièrement bien au littoral français méditerranéen, où de nombreuses côtes s'enfoncent rapidement sous la mer, mais des obstacles en termes d'activité de défense, de pêche et de navigation rendent difficile l'exploitation de ces zones. Il reste toutefois un vaste marché international où la France a toutes ses chances de compétitivité.

Trois concepts technologiques sont actuellement envisagés dans le monde. Le premier est celui de la colonne verticale, ou "spar", qui nécessite de gros volumes d'acier et une profondeur d'au moins 100 mètres sous l'éolienne. La deuxième est celui dit TLP pour Tension Locked Platform qui reprend une structure flottante issue des technologies pétrolières et y adjoint des câbles arrimés au sous-sol marin pour maintenir l'ensemble. Le dernier concept est celui de la plateforme semi-submersible avec trois

# Carte n° 2

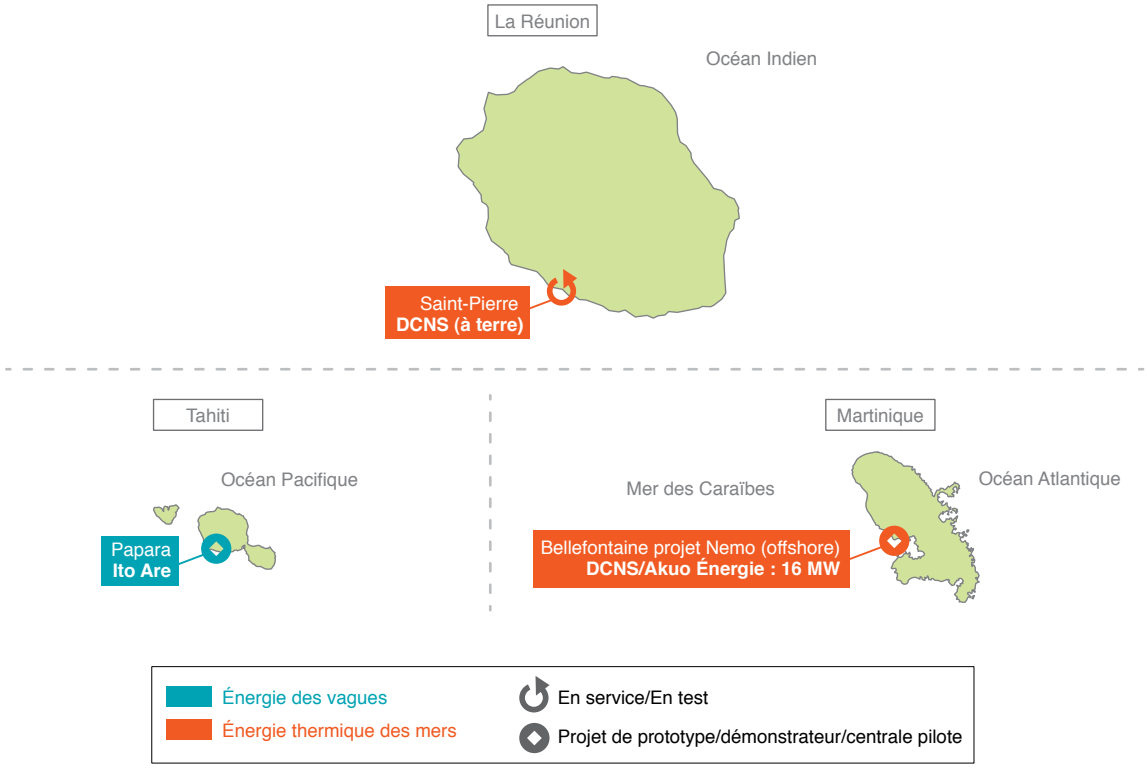
## *Cartographie des sites énergies marines renouvelables en métropole (hors éolien offshore)*

*Source : Observ'ER 2015*



## Carte n° 3

*Cartographie des sites énergies marines renouvelables en outre-mer*
*Source : Observ'ER 2015*




colonnes en triangle, l'éolienne étant sur l'une de ces colonnes.

Il existe en France deux projets de démonstrateurs issus d'un premier appel à manifestations d'intérêt énergies marines lancé en 2009 par l'Ademe : le projet Winflo (plateforme semi-submersible), qui associe la DCNS et l'entreprise spécialisée Nass&Wind, et le projet Vertiwind, conception d'éolienne flottante à axe vertical de 2 MW. Ces projets seront bientôt rejoints par d'autres puisqu'un second appel d'offres s'est ouvert en août 2015 (pour une clôture en avril 2016). L'objectif est de sélectionner des projets de démonstrateurs industriels qui seront observés pendant deux ans. Les sites devront se situer dans l'une des quatre zones identifiées : une zone est en Bretagne, au large de l'île de Groix, les trois autres en méditerranée près des étangs de Leucate, de la commune de Gruissan et du phare de Faraman. L'appel à projets bénéficiera d'un budget de 150 millions d'euros financé par le programme des investissements d'avenir.

### L'énergie marémotrice, la seule exploitée commercialement

Les usines marémotrices utilisent la force des marées pour produire de l'électricité. Il existe un seul ouvrage de ce type sur le territoire national, le barrage de la Rance de 240 MW inauguré en 1966. Il est encore aujourd'hui parfaitement rentable et pro-

duit annuellement environ 5 GWh, soit l'équivalent d'un tiers de l'électricité générée en Bretagne. EDF, à qui la concession a été accordée jusqu'en 2043, a lancé en 2012 des travaux de rénovation sur dix ans pour un budget de l'ordre de 100 millions d'euros. Il existe peu de barrages marémoteurs dans le monde et un seul est plus puissant que celui de la Rance. Il s'agit du site de Sihwa, inauguré en 2011 dans le nord-ouest de la Corée du Sud, d'une puissance de 254 MW. Les sites réunissant les conditions nécessaires sont en effet rares. Les barrages posent en outre des problèmes d'acceptabilité sociale et environnementale et coûtent cher à l'investissement. L'usine de Sihwa a ainsi été intégrée dans un barrage préexistant, dans le but premier de faire respirer la baie.

D'autres technologies exploitant les marées sont à l'étude, comme des solutions de lagons artificiels accrochés à la côte à l'écart des estuaires ou installés au large des terres, loin de la population. Mieux acceptées par les associations de défense de l'environnement, ces solutions nécessitent cependant un investissement colossal.

## Hydrolien, premiers raccordements au réseau

Le potentiel français en énergie des courants marins est important. Il est estimé entre 2,5 et 3,5 GW, soit le deuxième meilleur en Europe. Son exploitation industrielle est imminente en France, notamment dans trois des quatre courants principaux exploitables : celui du passage du Fromveur dans le Finistère, celui de Paimpol-Bréhat dans les Côtes-d'Armor et celui du raz Blanchard dans la Manche. Seul celui du raz de Barfleur dans la Manche ne fait pas l'objet actuellement de projets avancés.

Dans le passage du Fromveur, à quelques kilomètres des côtes de Ouessant, la société Sabella, associée à Engie (ex-GDF Suez) a immergé son hydrolienne D10 d'1 MW le 25 juin 2015 puis l'a raccordée au réseau électrique de l'île. Il s'agit de la première hydrolienne installée en mer à produire de l'électricité sur le réseau français. Deux autres turbines, d'une puissance de 2 MW (Sabella D15), devraient être installées dans le passage du Fromveur courant 2016. Au large de la Bretagne, sur le site expérimental de Paimpol-Bréhat, la filiale de DCNS OpenHydro installera, quant à elle, pour le compte d'EDF Énergies Nouvelles (EDF EN), deux hydroliennes Arcouest de 0,5 MW chacune en décembre 2015.

Dans la continuité de cette expérimentation, le duo installera sept hydroliennes de 2 MW dans le passage du raz Blanchard. Ce projet, baptisé "Normandie Hydro", est l'un des deux seuls sélectionnés en décembre 2014 dans le cadre du premier AMI (appel à manifestations d'intérêt) gouvernemental dédié aux fermes pilotes hydroliennes. Le raccordement des turbines au réseau est prévu pour 2018. Le deuxième projet sélectionné et qui concerne également le raz Blanchard est le projet NEPTHYD (Normandie Energie PiloTe HYDrolien) associant Alstom à Engie pour l'installation de 4 Oceade 18 de 1,4 MW chacune. Le début de chantier est prévu pour 2017. Les deux projets ont obtenu un soutien au titre du programme des investissements d'avenir de 103 millions d'euros, pour un montant de projet de 210 millions d'euros sur 20 ans, incluant les coûts d'investissement et de fonctionnement. De son côté, l'entreprise Hydroquest a raccordé fin 2014



**Observ'ER**
Le Baromètre 2015
des énergies renouvelables
électriques en France

### *Deux nouveaux appels à projets opérés par l'Ademe*

***En août dernier, le gouvernement a lancé deux nouveaux appels à projets pour la filière EMR. Le premier a pour objectif d'accompagner la réalisation de fermes pilotes d'éoliennes flottantes en Bretagne et en Méditerranée. Les projets attendus devront être connectés au réseau public d'électricité, comprendre entre 3 et 6 éoliennes d'une puissance unitaire de 5 MW minimum, et avoir une longévité d'au moins 2 ans. L'objectif de la démonstration étant d'obtenir un modèle technico-économique avec une durée d'exploitation de l'ordre de 15 à 20 ans. L'appel à projets sera clos le 4 avril 2016.***

***Le deuxième appel à projets comporte 3 volets : la réalisation de démonstrateurs pour les technologies de l'hydrolien marin et de l'énergie houlomotrice ; la réalisation de briques technologiques critiques pour le développement de l'hydrolien marin, du houlomoteur et de l'éolien flottant ; la réalisation de fermes pilotes d'hydroliennes avec des technologies fluviales ou estuariennes, sur le territoire national. Il sera clos le 20 mars 2017 avec 2 clôtures intermédiaires fixées au 25 janvier 2016 et au 19 septembre 2016.***

au réseau électrique son hydrolienne fluviale HydroQuest River 1.40 implantée dans la Loire à Orléans. La machine (40 kW) alimente en électricité une soixantaine de foyers et prouve que les hydroliennes peuvent être déployées autre part que dans des fermes de grande envergure.

## Les technologies houlomotrices : entre coups durs et espoirs

L'énergie houlomotrice, dégagée par les vagues, présente un potentiel de l'ordre de 10 à 15 GW. L'agitation de la mer résultant d'une superposition de mouvements complexes à modéliser et à prévoir, la filière est cependant toujours, en France, en phase de prototypage-démonstration. Elle souffre de la grande diversité des technologies à l'étude (corps flottants articulés, colonne d'eau oscillante, systèmes à déferlement, parois oscillantes immergées…) et a connu des coups durs dans ses expérimentations. Sur l'île de la Réunion, après la dispersion début 2014 par le cyclone Bejisa du prototype CETO assemblé au large de Pierrefonds par EDF EN et DCNS, c'est au tour du projet Seawatt de ferme Pelamis d'être fragilisé par la faillite de la société écossaise Pelamis Wave Power, pionnière dans l'exploitation de l'énergie des vagues grâce à un système de modules cylindriques semi-immergés et articulés les uns aux autres.

En métropole, en revanche, le projet de ferme pilote "WaveRoller" d'1,5 MW de DCNS et du Finlandais Fortum en baie d'Audierne (Bretagne) tient toujours. Programmé à l'horizon 2018, il s'agit cette fois-ci de panneaux immergés qui oscillent au gré des vagues comme des portes battantes. Par ailleurs, le 25 août dernier a officiellement été inauguré le Site d'expérimentation en mer pour la récupération de l'énergie des vagues (SEM-REV). Situé au large du Croisic (44), il est géré par l'École Centrale de Nantes et le CNRS.

Les prototypes qui y seront testés concernent aussi bien des éoliennes offshore que des démonstrateurs houlomoteurs. À l'international, il est important de souligner que la société australienne Carnegie Wave Energy Limited a fini d'installer les trois unités (de 240 kW chacune) de son système CETO 5 sur le site de Garden Island au large de Perth en Australie occidentale. Il s'agit de la première ferme houlomotrice raccordée à un réseau électrique sur la planète. Le système CETO est basé sur de grosses bouées accrochées au plancher océanique, dont le roulis produit de l'électricité. La société prouve ainsi que les technologies houlomotrices ont de l'avenir et a manifesté son intérêt pour trouver des projets viables en Europe.

## Énergie thermique des mers, les îles toujours plus intéressées

L'énergie thermique des mers utilise la différence de température entre une eau chaude de surface à 25 °C et une eau océanique de profondeur de 5 °C pour produire de l'électricité. Elle est en cela particulièrement adaptée aux zones intertropicales. La France, directement concernée outre-mer, est à la pointe technologiquement parlant. Le groupe industriel DCNS possède différents projets. À la Réunion, le prototype à terre (PAT ETM) installé à l'IUT de Saint-Pierre constitue l'un des trois bancs d'essais à échelle réduite de cette technologie dans le monde. L'université travaille en recherche et développement sur les échangeurs et les cycles thermodynamiques pour l'amélioration de la production d'énergie par l'ETM. À la Martinique, la centrale flottante Nemo (16 MW bruts, soit 10,7 MW nets), développée par DCNS avec Akuo Energy, au large de Bellefontaine, devrait être opérationnelle d'ici trois ans.

## L'énergie osmotique dans l'impasse

La filière osmotique tire l'énergie nécessaire à la production d'électricité de la différence de salinité entre des eaux marines et des eaux douces. Lorsque de l'eau douce et de l'eau salée sont séparées par une membrane semi-perméable, l'eau douce passe naturellement de l'autre côté pour rééquilibrer la différence de salinité. Ce flux crée une énergie utilisable pour produire de l'électricité. Les estuaires représentent des sites idéaux. La Norvège, qui possède de nombreux fleuves, et l'énergéticien national Statkraft se sont beaucoup investis pour le développement de technologies adéquates. En 2009, une petite centrale pilote a ainsi été installée à Tofte, au sud d'Oslo. Le groupe envisageait la construction d'une seconde unité de 25 MW mais de nombreux verrous technologiques l'ont poussé à arrêter ces recherches en 2014.

## France énergies marines relancé

Le secteur des énergies marines renouvelables est notamment porté en France par l'institut France Énergies Marines (FEM), créé en 2012 pour accompagner la recherche et développement en mettant en place des sites d'essais. Sa labelisation "Institut d'excellence en matière d'énergies décarbonées" devait assurer à l'association un cofinancement de 34,3 millions d'euros dans le cadre des investissements d'avenir, pour un budget opéré d'environ 130 millions d'euros sur 9 ans. L'année dernière, FEM n'avait cependant toujours rien perçu de la part de l'État, qui avait en outre décidé de ne plus financer les différents sites d'essais au travers de l'association mais en leur attribuant les fonds directement.



**Observ'ER**
Le Baromètre 2015
des énergies renouvelables
électriques en France

### *Un premier pilote multiénergie*

***Produire de l'électricité grâce à l'exploitation sur un même engin de quatre énergies renouvelables : la houle, le courant, le vent et le soleil. Voici le projet de l'entreprise Geps Techno créée en 2011 à Saint-Nazaire. À l'été 2015, elle a franchi un cap important en mettant à l'eau un pilote hybride de 6 kW, le PH4S, sur le site d'essais de l'Ifremer de Sainte-Anne du Portzic. Le projet a été rendu possible grâce au soutien financier de Bpifrance, de la région des Pays de la Loire et de la région Bretagne. L'engin va être testé en mer pendant un an dans le but d'optimiser la combinaison des quatre sources d'énergie.***

***Le PH4S devrait ensuite être décliné sous l'aspect d'une plateforme plus importante flottante et nomade, le MLiner, qui permettra l'approvisionnement en électricité des sites isolés, îles, et presqu'îles. Ce projet constitue également une solution pour les besoins énergétiques ponctuellement accrus sur des zones côtières, dans le cadre de situations d'urgence ou d'événements exceptionnels. Un démonstrateur de 10 MW est en préparation, financé en partie par une campagne de financement participatif lancée début juin.***

L'année 2015 s'est déroulée sous de meilleurs auspices puisque, le 10 juillet, l'Agence nationale de la recherche (ANR), opérateur des investissements d'avenir des Instituts pour la transition énergétique (ITE), et FEM ont signé une convention qui fixe les conditions de réalisation et de soutien de projets de R&D pour les trois prochaines années. Cette convention porte sur un budget de dix millions d'euros de cofinancement qui seront consacrés à des appels à projets annuels de recherche finalisée, sur la base de thématiques issues de la feuille de route européenne de développement stratégique des énergies marines, adaptées par FEM aux attentes des industriels français. L'appel à projets 2015 porte sur l'établissement de connaissances et d'outils précompétitifs de recherche amont et industrielle. Il est doté d'un budget total de quatre millions d'euros. Son organisation est soutenue financièrement par la Bretagne et les autres régions littorales membres de FEM.

## Une Programmation pluriannuelle de l'énergie décevante

Cette relance de FEM est la bienvenue pour la filière qui progresse vers les objectifs fixés par la mission interministérielle de mars 2013 ***(voir tableau n° 1)***. Elle attend maintenant une planification maritime permettant de développer les EMR dans le respect des autres usagers de la mer, ainsi qu'une feuille de route à l'horizon 2030 basée sur cette planification, et des appels d'offres réguliers. La Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), dévoilée en novembre 2015, n'est malheureusement pas à la hauteur. Elle fixe pour objectif 500 MW en 2018 et 3 GW en 2023 pour l'éolien posé, ainsi que de 500 à 3 000 MW de nouveaux projets engagés. Pour l'éolien flottant et les autres EMR, l'objectif est de 100 MW au total en 2023. Des chiffres faibles en regard de ceux proposés par l'Ademe. Dans son

## Tableau n° 1

*Calendrier recommandé par la mission EMR*

*Source : Observ'ER d'après mission EMR*

| | Essais et démonstrateurs | Fermes pilotes et développement | Fermes pilotes et déploiement | Fermes ou installations industrielles (100-300 MW) | Fermes ou installations industrielles (> 300 MW) |
|---|---|---|---|---|---|
| Hydrolien | 2011-2013 | 2011-2013 Appels d'offres en 2013 | 2014-2016, voire 2014-2015 | 2017-2018, voire déploiement à partir de 2016 | 2020 |
| Éolien flottant | 2013-2014 | 2012-2014 Appels d'offres en 2014-2015 | 2015-2016, voire 2016-2017 | 2018-2019, voire 2018-2020 pour le démarrage, 2021-2025 pour le déploiement | 2020 |
| Houlomoteur | 2014-2016 | 2015-2017 Appels d'offres en 2015-2016 | 2016-2018 | 2020 | 2022 |
| ETM* | 2014-2016 | - | - | 2020 (3 sites de 20 MW) | 2025 |
| CENF** | 2014 | - | - | 2015-2017 (100 MW) | 2020 |

** Énergie thermique des mers. ** Climatisation à l'eau naturellement froide.*

exercice de prospective "Vision 2030-2050", celle-ci retient en effet, pour 2030, 12 GW installés pour l'éolien en mer, 1 GW pour l'hydrolien et 200 MW pour le houlomoteur. Le Syndicat des énergies renouvelables (SER) propose lui que 15 GW soient dédiés à l'éolien offshore posé, 6 GW à l'éolien off shore flottant et 3 GW à l'hydrolien (plus le houlomoteur éventuellement). ●

**Quelques sites pour aller plus loin :**

- ✓ Les pages dédiées à la filière sur le site de l'Ademe : www.ademe.fr
- ✓ www.cluster-maritime.fr
- ✓ www.polemerpaca.com
- ✓ www.pole-mer-bretagne.com
- ✓ www.france-energies-marines.org
- ✓ www.merific.eu
- ✓ www.ec-nantes.fr
- ✓ www.energiesdelamer.blogspot.com

# 3 QUESTIONS
## de l'Observatoire des énergies renouvelables

à **Antoine Decout,** responsable des filières énergies renouvelables en mer et hydroélectricité au sein du Syndicat des énergies renouvelables

**1 En 2014, Ségolène Royal avait fait beaucoup d'annonces autour de la volonté de voir la France prendre le leadership mondial sur le plan technologique et énergétique dans le secteur des EMR. Est-ce que pour vous la France s'est donné les moyens de ses ambitions ?**

*La France a mis en place plusieurs moyens ces dernières années pour soutenir le développement des différentes filières EMR. Pour l'éolien posé en mer, deux appels d'offres ont été lancés en 2011 et 2013 pour un volume total de près de 3 000 MW, répartis sur 6 sites. Ils devraient permettre de créer environ 10 000 emplois sur le territoire national, et en particulier dans les zones littorales. Pour l'éolien en mer flottant, un appel à projets pour des fermes pilotes, constituées de quelques éoliennes, a été lancé en août 2015 par l'Ademe. Les projets qui seront retenus permettront aux industriels et énergéticiens associés de démontrer la faisabilité technico-économique de cette technologie et de poursuivre leur chemin vers l'industrialisation de la filière. Les premiers projets commerciaux sont attendus pour le début de la décennie 2020. Pour les projets de fermes pilotes d'hydroliennes, deux projets ont été retenus dans le cadre d'un appel à manifestations d'intérêt (AMI) lancé fin 2013. Là encore, l'objectif est de faire progresser cette forme d'énergie sur sa courbe d'apprentissage, de façon à envisager dans la foulée des premiers projets d'exploitation commerciale.*

*Globalement, ces premiers développements vont donc dans le bon sens. Il est désormais important de "transformer l'essai", en offrant des perspectives concrètes de déploiement à l'échelle commerciale, de façon à passer à la vitesse supérieure en matière d'industrialisation et de réduction des coûts, pour rester dans la compétition internationale.*

**2 Quelles sont vos réactions face aux objectifs EMR et éolien posé en mer du projet de PPE ?**

*Si l'on peut se réjouir du fait qu'au-delà des projets dont la mise en service est prévue dans les horizons de la PPE (2018 et 2023), le document présenté acte la nécessité de programmer également l'engagement de nouveaux projets dans ces intervalles via le lancement d'appels d'offres, le SER regrette que les volumes-cibles évoqués soient malheureusement peu ambitieux, et de fait bien en deçà de ceux proposés par la profession. Pour rappel en effet, le dossier présenté par le ministère le 19 novembre mentionne une fourchette de 500 à 3 000 MW de nouveaux projets pour l'éolien en mer posé, et de 200 à 1 000 MW pour l'hydrolien et l'éolien flottant réunis. Pourtant, le SER estime que pour être en mesure d'engager les investissements nécessaires à l'industria-*

*lisation des technologies, indispensables à une réduction des coûts de production, les industriels ont besoin de visibilité à moyen terme avec des volumes à l'horizon 2030 de 15 000, 6 000 et 3 000 MW pour respectivement l'éolien posé, le flottant et l'hydrolien.*

**3 Le Syndicat des énergies renouvelables (SER) pointe depuis longtemps la nécessité d'une simplification du cadre réglementaire pour les énergies marines et une réduction des délais de recours. Quelles sont les décisions prises par le gouvernement en la matière ?**

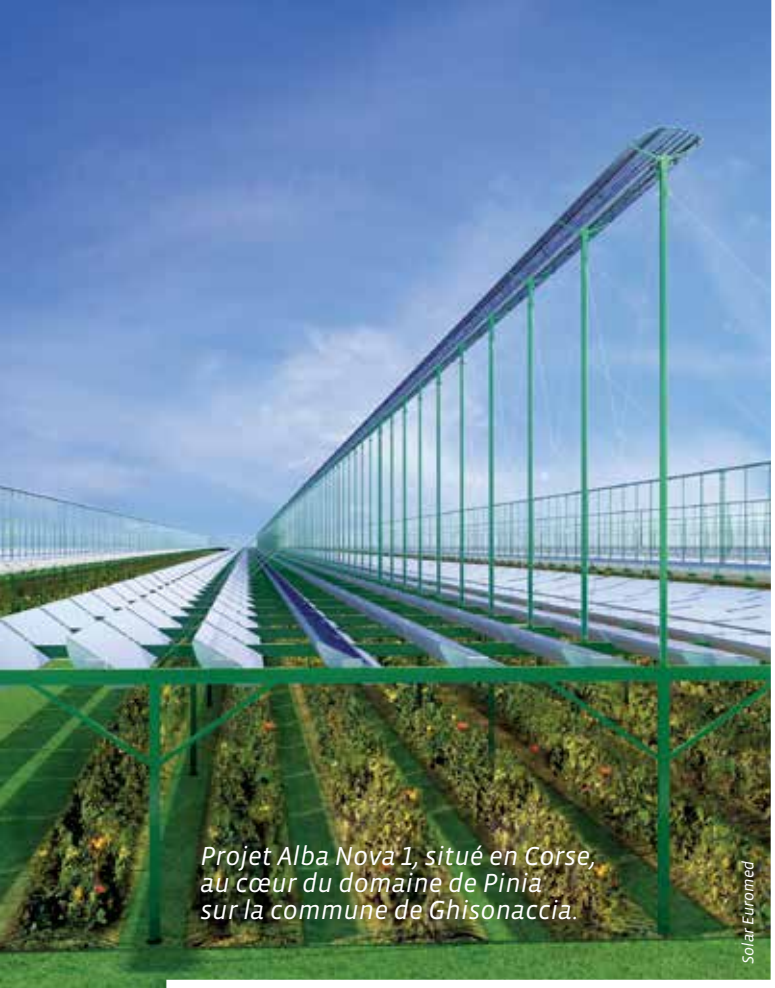
*Dans le cadre du "choc de simplification" souhaité par le Président Hollande, les professionnels du SER ont obtenu la mise en œuvre de plusieurs mesures importantes. On peut citer notamment la création d'un régime d'autorisation unique sur le domaine public maritime, qui découle de la loi de simplification adoptée en décembre 2014, ou encore la préparation d'un décret qui va permettre de réduire le délai de jugement des recours contentieux à l'encontre des autorisations administratives dont bénéficieront les projets. Ces dispositions vont dans le sens de la réduction des risques liés à des retards administratifs non maîtrisés, qui pèsent sur la faisabilité des projets et in fine sur leurs coûts. Les deux exemples cités sont encore en attente de publication, et nous resterons attentifs à ce que les projets concernés puissent effectivement bien bénéficier de ces avancées majeures pour les filières.* ●





Retour
au sommaire

# ÉNERGIES MARINES RENOUVELABLES



*Projet Alba Nova 1, situé en Corse, au cœur du domaine de Pinia sur la commune de Ghisonaccia.*

Solar Euromed

**La France a de fortes ambitions quant au rôle qu'elle entend avoir dans le secteur du solaire thermodynamique. Toutefois, la filière nationale manque encore de démonstrateurs industriels pour étoffer son offre, notamment à l'international, où résident les enjeux énergétiques et industriels de cette filière.**

## CHIFFRES CLÉS

***Puissance installée***

**1,01 MW**

***(uniquement sur des sites pilotes)***

**La Programmation pluriannuelle de l'énergie ne contient aucun objectif pour la filière solaire thermodynamique**



# FILIÈRE SOLAIRE THERMODYNAMIQUE

**Observ'ER**
Le Baromètre 2015
des énergies renouvelables
électriques en France

## Une technologie aux multiples applications

Le solaire thermodynamique est une valorisation du rayonnement solaire direct. Souvent comparé au photovoltaïque, le solaire thermodynamique est plus polyvalent dans ses usages. La technologie concentre le rayonnement solaire pour chauffer un fluide à haute température (entre 200 et 500 °C) et produire de l'énergie valorisée sous forme d'électricité, de froid, de chaleur industrielle ou dans des applications plus spécifiques comme le dessalage d'eau de mer.

Le solaire thermodynamique a l'avantage de produire de l'électricité en continu grâce aux systèmes de stockage thermique auxquels il peut être associé. Cela permet de couvrir des pics de consommation situés après le coucher du soleil. Grâce à cette possibilité de production en continu, le solaire thermodynamique se distingue des énergies renouvelables intermittentes et doit être vu comme leur complément plutôt que leur concurrent. L'autre avantage du solaire thermodynamique est l'hybridation, c'est-à-dire l'association d'une centrale solaire à une autre source de chaleur issue d'énergie fossile ou de la biomasse, garantissant ainsi une production continue. Cela permet des systèmes de cogénération (production simultanée d'électricité et de chaleur) qui peuvent améliorer la rentabilité des projets. L'hybridation offre ainsi une capacité ferme, prédictible, et non relative, reposant sur le taux et la qualité de l'ensoleillement.

Sur le plan des technologies, les centrales solaires thermodynamiques recouvrent une grande variété de systèmes disponibles, que ce soit au niveau de la concentration du rayonnement, du choix du fluide caloporteur ou du mode de stockage ***(voir graphique n° 1)***.

## Brève histoire du CSP en France

Au début des années 1980, la France avait fait un coup d'éclat avec l'inauguration de la centrale à tour de Thémis à Targassonne. Cette réalisation était une référence internationale dans le domaine du solaire thermodynamique et elle venait récompenser les travaux menés depuis une quinzaine d'années sur le four solaire d'Odeillo. Cependant, ces premières expériences n'ont pas débouché sur une phase industrielle et le site a été reconverti dans la recherche en astrophysique[1]. La filière française du CSP est alors restée figée pendant une vingtaine d'années et ce n'est qu'au milieu des années 2000 qu'un renouveau s'est amorcé grâce à la croissance du marché mondial, portée par les États-Unis et l'Espagne.

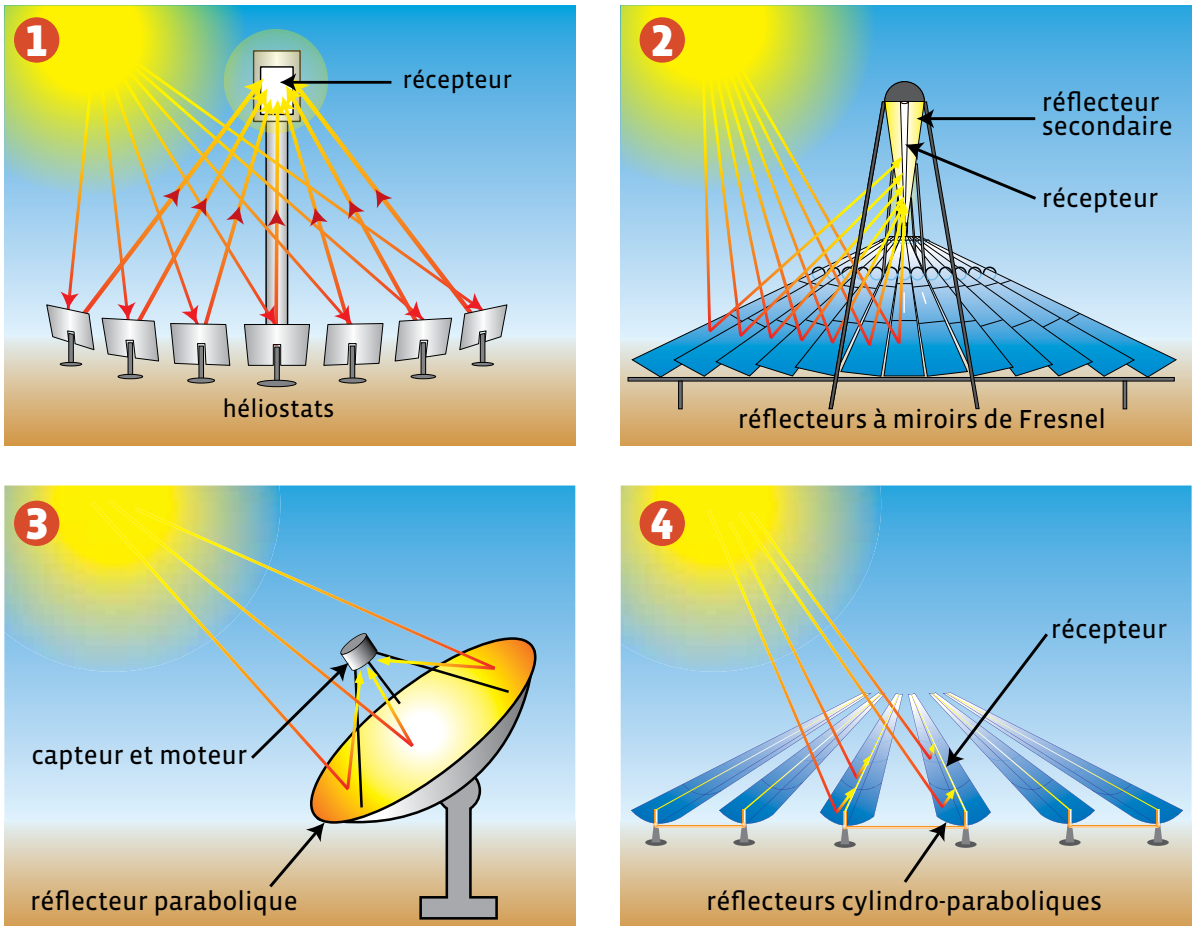
Le développement du marché mondial du solaire thermique à concentration a relancé en France une réflexion qui a débouché sur l'établissement par l'Ademe en 2012 d'une feuille de route pour la filière. Parmi les objectifs définis figurait la réalisation de démonstrateurs pour les différentes technologies sur lesquelles les industriels français se sont positionnés. Dans la foulée, un appel à manifestations d'intérêt a été organisé en 2011 pour déboucher en avril 2012 sur le choix de trois projets[2] ***(voir tableau n° 1)*** censés poser les bases d'un savoir-faire national.

1. *Le site est redevenu une plateforme de recherche sur l'énergie solaire en 2004.*
2. *Stars, un quatrième projet mené par Areva, avait été retenu mais il a été abandonné après le retrait de l'industriel du domaine du solaire thermodynamique.*

## Graph. n° 1

*Les quatre technologies principales de production d'électricité d'origine solaire par voie thermodynamique*

*Source : Observ'ER 2015*




1 **Les héliostats et centrales à tour :** des centaines, voire des milliers de miroirs (héliostats) équipés d'un système de suivi du soleil (2 axes de rotation) concentrent les rayons du soleil sur un récepteur central placé au sommet d'une tour.

2 **Les collecteurs à réflecteurs linéaires de Fresnel** sont composés d'une succession de miroirs plans qui suivent la courbe du soleil (1 axe de rotation) et redirigent les rayons sur un tube absorbeur (récepteur). L'utilisation de réflecteurs non incurvés permet d'abaisser considérablement le coût, comparativement aux collecteurs cylindro-paraboliques, malgré un rendement inférieur.

3 **Les disques paraboliques,** en forme d'assiette, suivent la course du soleil (2 axes de rotation) et concentrent les rayonnements vers un récepteur situé au point focal de la parabole. Au point focal se trouve une enceinte à l'intérieur de laquelle un gaz entraîne un moteur Stirling. Peu d'industriels dans le monde portent cette technologie.

4 **Les réflecteurs cylindro-paraboliques,** miroirs en forme d'auge, concentrent les rayons du soleil vers un tube (récepteur) placé sur la ligne focale.

## Tabl. n° 1

*Projets retenus dans le cadre des appels à manifestations d'intérêt*
*Source : Ademe*

| Projet | Industriel | Technologie | Objectifs | Fonds alloués par l'Ademe |
|---|---|---|---|---|
| **eCARE** | Cnim | Fresnel | Démonstrateur préindustriel de centrale solaire pour la production d'électricité, accompagné d'une méthode de prédiction de la ressource solaire. | 4,4 M€ (montant total projet : 10,1 M€) |
| **LFR 500 pour Linear Fresnel Reflector à plus de 500 °C** | Solar Euromed | Fresnel | Développer une technologie solaire thermodynamique à une température de plus de 500 °c reposant sur la technologie innovante d'un tube absorbeur résistant aux hautes températures sans maintien sous vide. | 2,9 M€ (montant total projet : 5,9 M€) |
| **Microsol** | Schneider Electric | Fresnel | Proposer des produits et solutions adaptés à des milieux ruraux dans des pays au fort taux d'ensoleillement. Énergie fiable, abordable et propre. | 5,1 M€ (montant total projet : 10,9 M€) |

Ces projets sont toujours en cours de développement.
2012 a également vu le lancement d'un appel d'offres d'électricité solaire (essentiellement tourné vers le photovoltaïque) comportant un volet solaire thermodynamique. Deux dossiers ont été retenus : le projet corse d'Alba Nova 1, porté par Solar Euromed pour 12 MW, et celui de la centrale solaire de Llo pour 9 MW porté par le groupe Constructions industrielles de la Méditerranée (Cnim) en Languedoc-Roussillon. Les professionnels du secteur s'attendaient à ce que cette opération soit reconduite et demandaient une tranche dédiée de 100 MW. Pourtant, l'appel d'offres de 2014 dédié aux installations solaires de grande puissance (>250 kW) n'a pas inclus de volet solaire thermodynamique. La position des pouvoirs publics est désormais d'attendre la concrétisation des projets en cours avant de lancer d'éventuels nouveaux appels d'offres sur le secteur.

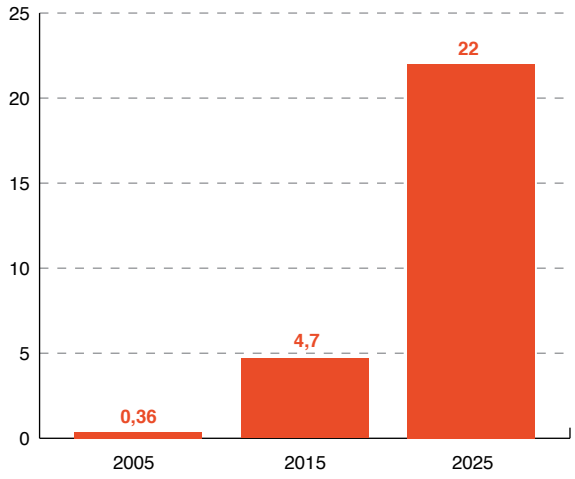
### À L'ÉCHELLE MONDIALE, LE CSP A UN FORT POTENTIEL

Au niveau mondial, le CSP a un important potentiel de développement. La filière a déjà fait un bond entre 2005 et 2015 en passant de 355 MW installés à 4,7 GW, tirée par l'Espagne (2,3 GW) et les États-Unis (1,7 GW). Par ailleurs CSP Today, un cabinet d'études anglais spécialiste du CSP, prévoit un marché à 22 GW en 2025.

Pour un horizon plus lointain, l'Agence internationale de l'énergie (AIE) prévoit une contribution du solaire thermodynamique à hauteur de 11 % de la production électrique mondiale en 2050. Cette prévision, qui date de septembre 2014, est restée inchangée par rapport à l'objectif de la feuille de route 2010. Avec plus de 1 000 GW de capacité installée dans ce scénario, les centrales associées ou non à des systèmes de stockage de l'énergie

## Graph. n° 2

*Évolution des capacités CSP (GW)*
*Source : CSP Today*




pourraient assurer une production annuelle de 4 770 TWh, soit l'équivalent de la consommation des États-Unis. Concernant la France, l'Ademe a également introduit la filière dans ses travaux. Dans son scénario "un mix électrique 100 % renouvelable en 2050" publié à l'automne 2015, les projections des puissances solaires thermodynamiques sont de 430 MW en 2050.

Les marchés émergents dans ce secteur sont l'Afrique du Sud, le Moyen-Orient, le Maghreb, l'Inde, la Chine et le Chili, tirés par le potentiel de toutes les technologies solaires. Par exemple, l'Arabie saoudite souhaite déployer 25 GW d'électricité solaire entre 2015 et 2032. Dans le sultanat d'Oman, la société Petroleum Development Oman projette de développer une centrale thermodynamique de plus de 1 GW. Cette centrale produira de la vapeur destinée à l'extraction de pétrole et remplacera l'utilisation de gaz naturel. Ce projet représente un investissement de 542 millions d'euros et le début de la production est attendu pour 2017. La Namibie a émis son premier appel à projets en novembre 2015 pour la construction de sa première centrale solaire thermodynamique d'une puissance entre 50 et 200 MW. Le Maroc est également un pays en vue dans le monde du solaire thermodynamique. Selon CSP Today, le pays pourrait installer près de 2 GW d'ici 2025, voire 4,5 GW dans un scénario de développement optimiste. Pour rappel, en 2013 le pays a alloué 3 projets CSP pour un total de 510 MW à Acwa Power (Arabie saoudite), dans le cadre du plan solaire Noor divisé en Noor I (160 MW), Noor II (200 MW) et Noor III (150 MW).

### La France toujours à la recherche d'une vitrine pour l'export

Face à cette évolution, la France a l'intention de devenir un acteur industriel tourné vers l'international. Dans une étude de 2013, le cabinet Ernst & Young a simulé les retombées économiques potentielles pour la filière française si celle-ci participait à 10 % de la croissance du marché. L'activité économique générée serait supérieure à 1 milliard d'euros sur la période 2013-2020 et permettrait la création de 20 000 emplois équivalents temps plein. En générant de l'activité économique, la filière entraînerait également des retombées fiscales qui sont évaluées à 63 centimes par euro investi par les différents acteurs (développeurs, industriels, institutions financières privées et publiques...).
Pour faire valoir son savoir-faire, la stratégie française est de développer quelques projets sur son territoire afin de construire une "vitrine" pour ses entreprises et développer l'export. L'appel d'offres CRE 1 dans lequel les projets Llo et Alba Nova ont été retenus entre dans cette stratégie. Pour l'instant, ces chantiers associés aux projets de l'AMI de

### *Le géant européen du solaire thermodynamique en procédure de faillite*

***Début décembre 2015, Abengoa, premier groupe énergie renouvelable espagnol et acteur incontournable du solaire thermodynamique, a entamé des discussions avec ses créanciers en vue d'une procédure de pré-dépôt de bilan. En recherche de financements depuis plusieurs mois, l'entreprise avait cru trouver dans l'équipementier automobile espagnol Gestamp le partenaire idéal. Mais l'annonce du retrait de celui-ci laisse désormais à Abengoa seulement quatre mois pour refinancer une dette brute de 8,9 milliards d'euros. Si le groupe venait à échouer, il s'agirait de la plus grosse faillite de l'histoire économique espagnole. Le sujet est politique car le groupe emploie 24 000 personnes dans le monde.***

***Afin de dégager rapidement des liquidités, Abengoa s'est résolu à vendre différents actifs, notamment des sites solaires thermodynamiques en Afrique du Sud, au Chili, à Abu Dhabi et en Algérie.***

***Principal développeur mondial de centrales solaires thermodynamiques, Abengoa dispose actuellement d'une puissance commerciale en fonctionnement de 1 603 MW avec des unités situées en Espagne, aux États-Unis (Solana, Mojave), en Algérie (Hassi R'Mel) et aux Émirats arabes unis.***

l'Ademe représentent le principal horizon de développement de la filière. En effet, il n'y a eu aucun objectif de puissance retenu pour la filière dans le projet de texte de Programmation pluriannuelle énergétique en novembre 2015, au contraire de la précédente programmation qui visait 540 MW à fin 2020. Lorsque les projets issus de CRE 1 seront terminés, la filière espère un nouvel appel d'offres sur un projet ambitieux. Ainsi à moyen terme, une centrale entre 30 et 50 MW serait un bon produit d'appel à présenter aux investisseurs internationaux.

Côté industriel, le Groupe Cnim, qui avait participé à la création du projet Thémis en 1982, a créé en 2015 une filiale baptisée Suncnim, dédiée au projet de Llo. La BPI a pris une part minoritaire de Suncnim, représentant 25 millions d'euros sur 55 millions d'euros de fonds propres. Grâce à ce coup de pouce, la construction de la centrale de Llo devrait commencer en 2016 pour une mise en service en 2018. Le projet de Llo sera un démonstrateur pour Suncnim qui vise l'international, et lui permettra d'assurer la commercialisation de sa technologie solaire à concentration. Ses pays prioritaires sont le Maroc, l'Afrique du Sud, l'Arabie saoudite, l'Inde, la Chine et les États-Unis. La direction de Suncnim pense pouvoir à terme créer 500 emplois directs en France sur un horizon de 5 ans.

Enfin, pendant l'été 2015, l'agence marocaine de l'énergie solaire, Masen, a annoncé un partenariat avec Alcen, un conglomérat industriel français qui travaille aussi bien dans la défense et l'aéronautique que dans le médical et l'énergie. Les accords visent le CSP et les miroirs de Fresnel, grâce à l'entrée de Masen au capital d'Alsolen, filiale d'Alcen. C'est un engagement de

30 millions d'euros pour 50 % du capital. Alsolen développera des projets vitrines au Maroc pour présenter ses technologies innovantes. Masen a également signé un partenariat avec le CEA et espère la création d'un laboratoire commun au Maroc afin de "développer des prototypes de systèmes et de sous-systèmes de centrales solaires ainsi que des applications solaires".

Le bilan du côté des grands groupes est plus mitigé. Ainsi, Areva s'est retiré du marché du CSP suite à ses mauvais résultats financiers globaux. Par ailleurs, l'attribution du projet Noor III à Acwa Power s'est faite au détriment d'Engie et d'un partenariat EDF/Alstom qui s'était engagés sur le sujet.
D'autres poids lourds s'en sortent mieux. Ainsi, Alstom a fondé le développement de sa filière solaire thermodynamique sur le sol américain, en partenariat avec l'entreprise étatsunienne BrightSource Energy. L'expérience d'Alstom en matière de solutions intégrées pour centrales électriques et d'équipements majeurs pour la production d'électricité s'associe aussi à la technologie de tours solaires de BrightSource. Les deux entreprises ont ainsi obtenu un contrat en Israël pour construire une centrale thermodynamique d'une puissance de 121 MW, soit la demande électrique de 120 000 foyers.

En 2010, l'énergéticien Total s'était associé à Abengoa Solar et Masdar pour la conception et la construction d'une centrale solaire à concentration de 100 MW aux Émirats arabes unis. La centrale inaugurée en 2013 est actuellement en exploitation.

## L'ACCOMPAGNEMENT INSTITUTIONNEL DE LA FILIÈRE

Malgré la concurrence que peuvent opposer les entreprises étrangères, les acteurs français ont une carte à jouer car il y a peu de sociétés au plan mondial capables de répondre aux appels d'offres internationaux. De plus, la France possède des compétences et des entreprises sur l'ensemble de la chaîne de valeur : fabricants de turbines, d'alternateurs, de miroirs, de trackers, de structures métalliques, de récepteurs mais aussi des groupes d'ingénierie, électriciens, chaudronniers, chaudiéristes, fabricants de pompes ou de moteurs…

La France détient une large gamme d'organismes et d'outils qui peuvent être sollicités dans le cadre de la recherche de marchés à l'étranger. La BPI s'est ainsi engagée auprès de la filière thermodynamique, sous la forme de prêts ou de prise de participation. Pour rappel, l'objectif de la BPI est de porter les fleurons de l'industrie française sur les marchés les plus prometteurs. Par ailleurs, la France commence à structurer son réseau d'export pour les filières solaires en mobilisant le ministère des Affaires étrangères, l'Agence française de développement et ses réseaux diplomatiques. La filière cherche notamment à profiter de ce mouvement pour faire émerger un fonds de garantie. Celui-ci viendrait couvrir le risque d'instabilité politique de certains pays et par là même rassurer les banques privées encore peu présentes sur le secteur. ●

**Quelques sites pour aller plus loin :**

- ✓ Les pages dédiées à la filière sur le site de l'Ademe : *www.ademe.fr*
- ✓ *www.estelasolar.org*
- ✓ *www.promes.cnrs.fr*
- ✓ *www.foursolaire-fontromeu.fr*
- ✓ Les pages dédiées à la filière sur le site du Syndicat des énergies renouvelables : *www.enr.fr*

# 3 QUESTIONS
## de l'Observatoire des énergies renouvelables

à **Roger Pujol,** président de Suncnim

### 1 Le solaire thermodynamique est la seule filière renouvelable absente des objectifs de la PPE, est-ce un handicap ?

*Le solaire thermodynamique n'est pas destiné à être massivement implanté en France du fait de sa latitude et de son ensoleillement. On peut donc comprendre son exclusion de la PPE même si les engagements anciens portaient sur 540 MW. Cet objectif a probablement été fixé alors que les objectifs de l'énergie photovoltaïque étaient de 5 400 MW et que 10 % avaient été réservés au CSP. Cela dit, il ne correspondait pas au besoin français, ni à la stratégie mise en place de « vitrine de savoir-faire » pour favoriser l'export. L'absence du solaire thermodynamique de la PPE n'est donc pas une marque de désintérêt. Après l'appel d'offres CRE 1, la filière attend néanmoins d'autres appels d'offres pour construire des démonstrateurs d'une taille qui soit représentative des possibilités de la filière.*

### 2 Quels sont les principaux obstacles au développement de la filière française ?

*Le manque d'une vitrine significative est sans nul doute le principal handicap de l'industrie française en comparaison des références existantes en Espagne et aux États-Unis. Elles ont permis à ces pays de développer les entreprises leaderS de ce marché. Un client à l'export attend des références, et pour l'instant l'industrie française a du mal à passer le "round one" des appels d'offres internationaux. C'est pourquoi Suncnim accorde une importance primordiale à la réalisation de la centrale eLlo dont le financement est bouclé, les contrats signés et dont la construction doit démarrer début 2016. Cette centrale nous ouvrira certains marchés. Cependant, pour véritablement peser à l'international, nous devrions pouvoir présenter aux clients à l'export des démonstrateurs de 30 à 50 MW. C'est pourquoi la filière espère un appel d'offres d'environ 100 MW.*

### 3 Comment se structure le marché international du CSP ?

*Globalement, le marché se porte assez bien. En général, les pays se sont lancés avec des objectifs raisonnés de capacité installée et ils font évoluer ces objectifs petit à petit. Seul le Maroc s'était lancé rapidement avec des objectifs ambitieux dans la filière. Il n'y a que l'Espagne qui se soit grandement rétractée sur la filière, en mettant en difficulté ses entreprises.*
*Le solaire thermodynamique est une technologie qui, au contraire du photovoltaïque, est destinée uniquement aux pays disposant d'un très fort ensoleillement direct. Ces pays présentent souvent un défi-*

*cit énergétique et des difficultés de réseau de transport rendant l'intégration d'énergie fatale plus difficile. Le solaire thermodynamique, bénéficiant de la relative simplicité et maturité des solutions de stockage thermique, est donc en concurrence avec une offre « photovoltaïque + stockage », ce qui le rend compétitif.*

**Les premiers indicateurs qui s'établissent pour l'ensemble de l'année 2015 sont plutôt bien orientés. Les signes de reprise observés en 2014 sur l'activité des filières renouvelables électriques sont confirmés. 2016, qui sera l'année de la mise en action des mesures de la loi sur la transition énergétique, devra consolider cette tendance.**

Dans l'éolien, le secteur va boucler 2015 avec environ 1 200 MW de puissance supplémentaire raccordée. Un chiffre proche de celui de la meilleure croissance annuelle de la filière (1 257 MW en 2010). Les actions de simplification administrative entamées voilà près de trois ans ont participé aux bons résultats.

Pour le photovoltaïque, la situation est plus délicate. Alors que la filière n'a jamais eu un coût du kWh aussi compétitif, l'activité économique y reste difficile pour une bonne part des acteurs. Le secteur français vit au rythme irrégulier des appels d'offres pour des installations de grande puissance, et la grande majorité des industriels ont dû se tourner vers l'export pour ne pas disparaître. Cependant, le doublement du quota de puissance retenu dans le dernier appel d'offres CRE et le relèvement des objectifs de développement annoncés dans la PPE d'octobre 2015 ont ouvert de nouvelles perspectives aux professionnels.

Dans le secteur biogaz, le modèle français de développement de la méthanisation, basé sur le traitement des effluents d'élevage, commence à trouver sa place, mais la refonte du dispositif de soutien s'avère indispensable pour accélérer le rythme des réalisations et espérer atteindre les objectifs affichés.

Pour les autres secteurs électriques renouvelables traditionnels (bois-énergie, hydroélectricité et incinération de déchets), la situation évolue peu. La progression de la filière hydraulique est toujours retenue par le dossier du renouvellement des concessions, tandis que la biomasse n'a pas trouvé dans la politique des appels d'offres le dispositif lui assurant un développement plus régulier. Restent les filières émergeantes comme le solaire thermodynamique où la France entend jouer à terme un rôle parmi les leaders mondiaux. Plus globalement, le pays a fait clairement le pari de se placer sur les technologies de demain à travers un programme ambitieux de soutien à la recherche. Sur les seules filières solaires, les appels à manifestations d'intérêt (AMI) lancés ces dernières années ont débloqué près de 160 millions d'euros d'aides publiques pour les 16 projets retenus (sur un investissement total de 346 millions d'euros). ●



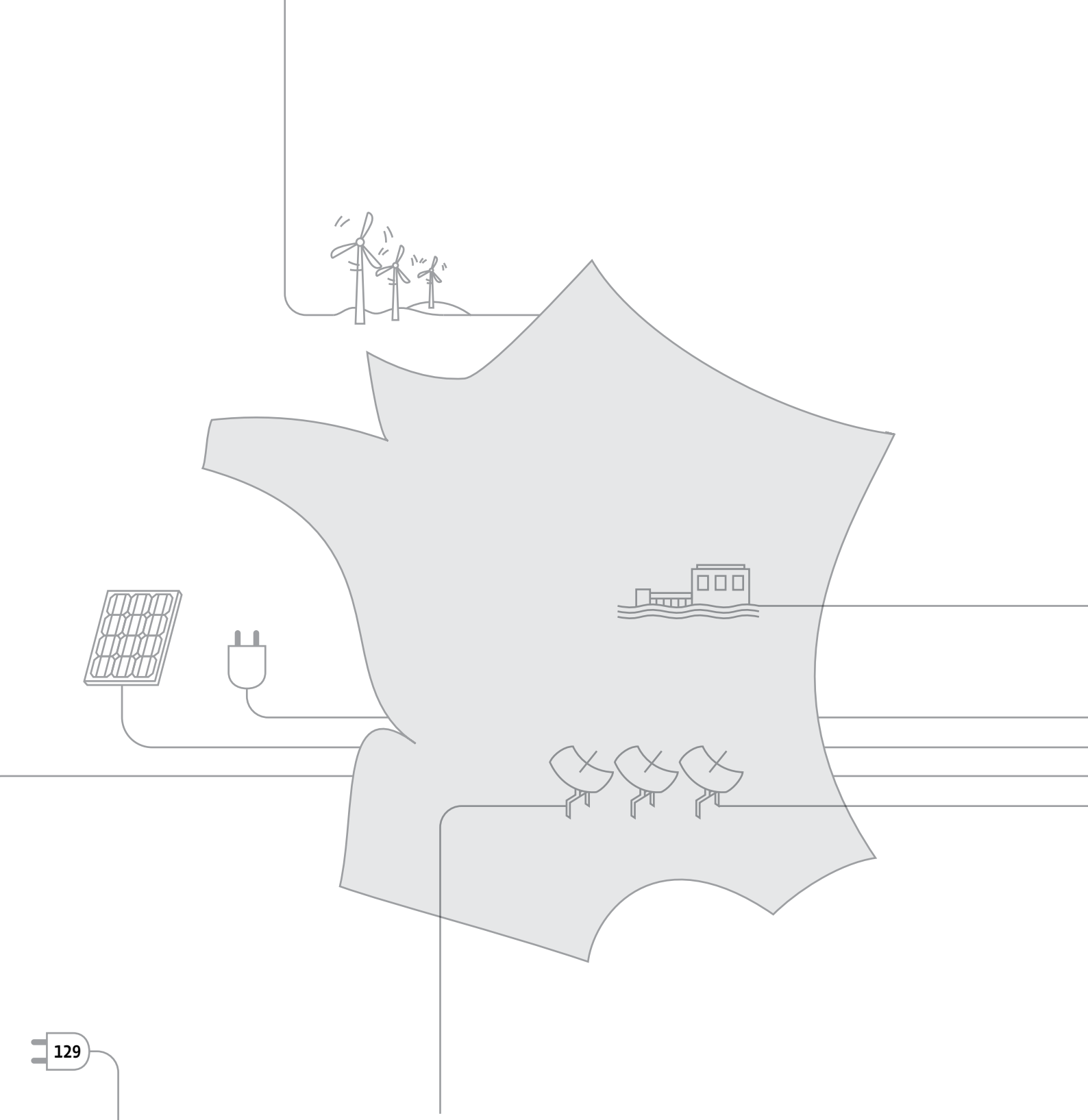
# CONCLUSION

## Les objectifs d'électricité renouvelable pour la France en 2023 seront-ils atteints ?

| Filières | Objectifs 2023[1] | Situation actuelle | |
|---|---|---|---|
| Éolien | Entre 21 800 et 27 000 MW | 10 013 MW fin sept. 2015 | L'option basse est peu ambitieuse. La filière française peut avoir un marché de 2 000 MW supplémentaires raccordés chaque année |
| Hydraulique | Entre 25 800 et 26 050 MW | 25 400 MW fin 2015 | La PPE dans sa version de novembre 2015 n'attend qu'un développement très modeste de la filière au regard de son potentiel |
| Biogaz | Entre 237 et 262 MW (pour la partie méthanisation seule) | 57 MW fin 2014 (pour la partie méthanisation seule) | L'objectif n'est pas très ambitieux et manque encore de précision pour ce qui relève de la cogénération |
| Énergies marines | 4 000 MW (dont 3 000 MW d'éolien en mer posé) | 241,04 MW fin 2015 | Sur la base des chantiers éoliens en mer engagés et des projets pilotes dans les autres énergies marines, l'objectif est atteignable |
| Photovoltaïque | Entre 12 000 et 20 200 MWc | 6 459 MWc fin sept. 2015 | La grande différence entre les 2 options laisse planer un doute sur la véritable orientation que l'on veut donner à la filière |
| Déchets et biomasse solide | Entre 790 et 1 040 MW (pour la filière bois-énergie seule) | 365 MW fin octobre 2015 (pour la filière bois-énergie seule) | Objectif très incertain. Il dépendra de la réussite des appels d'offres CRE pour la biomasse solide et de l'amélioration énergétique des sites d'incinération actuels |
| Géothermie | Moins d'une centaine de MW | 17,2 MW fin 2012 | Accompagner la réalisation de quelques projets pilotes |
| Solaire thermodynamique | - | 1,01 MW | Pas d'objectif dans la PPE, cependant l'enjeu n'est pas au niveau de la production nationale mais à l'export |

1. *Objectifs issus du projet de Programmation pluriannuelle de l'énergie de novembre 2015.*

# CONCLUSION





# PANORAMA RÉGIONAL DES FILIÈRES RENOUVELABLES ÉLECTRIQUES EN FRANCE

**Observ'ER**
Le Baromètre 2015
des énergies renouvelables
électriques en France

# Tabl. n° 1

***Productions régionales électriques renouvelables en GWh par source d'énergie en 2013***

*Source : Observ'ER d'après données RTE et SOeS pour les DOM*

| | Éolien | Hydraulique | Photovoltaïque | Toutes filières biomasse | Géothermie | 2013 par région |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Auvergne/Rhône-Alpes** | **744** | **32 983** | **473** | **569** | **0** | **34 769** |
| Auvergne | 345 | 1 925 | 179 | 70 | 0 | 2519 |
| Rhône-Alpes | 399 | 31 058 | 294 | 499 | 0 | 32 250 |
| **Bourgogne Franche-Comté** | **232** | **1 064** | **150** | **119** | **0** | **1 565** |
| Bourgogne | 232 | 135 | 119 | 84 | 0 | 570 |
| Franche-Comté | RSS* | 929 | 31 | 35 | 0 | 995 |
| **Bretagne** | **1 406** | **514** | **153** | **196** | **0** | **2 269** |
| **Centre-Val de Loire** | **1 513** | **171** | **166** | **253** | **0** | **2 103** |
| **Alsace/Champagne-Ardenne/Lorraine** | **3 679** | **9 402** | **409** | **461** | **0** | **13 951** |
| Champagne-Ardenne | 2 451 | 901 | 82 | 124 | 0 | 3 558 |
| Alsace | RSS | 8 171 | 125 | 91 | 0 | 8 387 |
| Lorraine | 1 228 | 330 | 202 | 246 | 0 | 2 006 |
| **Corse** | **RSS** | **598** | **113** | **11** | **0** | **722** |
| **DOM** | **72** | **1 078** | **458** | **344** | **90** | **2 042** |
| **Normandie** | **968** | **135** | **92** | **404** | **0** | **1 599** |
| Basse-Normandie | 453 | 50 | 45 | 47 | 0 | 595 |
| Haute-Normandie | 515 | 85 | 47 | 357 | 0 | 1004 |
| **Île-de-France** | **38** | **35** | **58** | **1 075** | **0** | **1206** |
| **Languedoc-Roussillon Midi-Pyrénées** | **2 197** | **13 518** | **990** | **626** | **0** | **17 331** |
| Languedoc-Roussillon | 1 297 | 2 537 | 467 | 328 | 0 | 4 629 |
| Midi-Pyrénées | 900 | 10 981 | 523 | 298 | 0 | 12 702 |
| **Nord-Pas-de-Calais Picardie** | **3 262** | **14** | **107** | **609** | **0** | **3 992** |
| Nord-Pas-de-Calais | 1 088 | 1 | 77 | 487 | 0 | 1 653 |
| Picardie | 2 174 | 13 | 30 | 122 | 0 | 2 339 |
| **Pays de la Loire** | **983** | **13** | **304** | **295** | **0** | **1 595** |
| **Aquitaine/Limousin Poitou-Charentes** | **715** | **4 567** | **830** | **1 145** | **0** | **7 257** |
| Poitou-Charentes | 638 | 138 | 217 | 24 | 0 | 1 017 |
| Limousin | 77 | 2 377 | 80 | 350 | 0 | 2 884 |
| Aquitaine | 0 | 2 052 | 533 | 771 | 0 | 3 356 |
| **PACA** | **116** | **12 416** | **813** | **454** | **0** | **13 799** |
| **Total par filière** | **15 925** | **76 508** | **5 116** | **6 561** | **90** | **104 200** |

** RSS : règle du secret statistique*

# Tabl. n° 2

***Productions régionales électriques renouvelables en GWh par source d'énergie en 2014***

*Source : Observ'ER d'après données RTE et SOeS pour les DOM*

| | Éolien | Hydraulique | Photovoltaïque | Toutes filières biomasse | Géothermie | 2014 par région |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Auvergne/Rhône-Alpes** | **764** | **28 877** | **637** | **802** | **0** | **31 080** |
| Auvergne | 384 | 1 692 | 265 | 145 | 0 | 2 486 |
| Rhône-Alpes | 380 | 27 185 | 372 | 657 | 0 | 28 594 |
| **Bourgogne Franche-Comté** | **374** | **758** | **193** | **157** | **0** | **1 482** |
| Bourgogne | 323 | 95 | 153 | 107 | 0 | 678 |
| Franche-Comté | 51 | 663 | 40 | 50 | 0 | 804 |
| **Bretagne** | **1 396** | **585** | **177** | **279** | **0** | **2 437** |
| **Centre-Val de Loire** | **1 626** | **138** | **198** | **355** | **0** | **2 317** |
| **Alsace/Champagne-Ardenne/Lorraine** | **3 975** | **8 730** | **458** | **584** | **0** | **13 748** |
| Champagne-Ardenne | 2 771 | 954 | 92 | 146 | 0 | 3 963 |
| Alsace | 16 | 7 512 | 136 | 137 | 0 | 7 801 |
| Lorraine | 1 188 | 264 | 230 | 301 | 0 | 1 983 |
| **Corse** | **31** | **493** | **124** | **11** | **0** | **660** |
| **DOM** | **71** | **940** | **468** | **344** | **83** | **1 906** |
| **Normandie** | **1 046** | **155** | **113** | **489** | **0** | **1 803** |
| Basse-Normandie | 506 | 50 | 58 | 60 | 0 | 673 |
| Haute-Normandie | 540 | 105 | 55 | 429 | 0 | 1 129 |
| **Île-de-France** | **38** | **52** | **66** | **1 239** | **0** | **1 395** |
| **Languedoc-Roussillon Midi-Pyrénées** | **2 191** | **12 985** | **1 305** | **680** | **0** | **17 161** |
| Languedoc-Roussillon | 1 289 | 2 554 | 621 | 329 | 0 | 4 793 |
| Midi-Pyrénées | 902 | 10 431 | 684 | 351 | 0 | 12 368 |
| **Nord-Pas-de-Calais Picardie** | **3 643** | **15** | **118** | **771** | **0** | **4 546** |
| Nord-Pas-de-Calais | 1 255 | 1 | 82 | 540 | 0 | 1 879 |
| Picardie | 2 388 | 14 | 35 | 231 | 0 | 2 668 |
| **Pays de la Loire** | **1 072** | **24** | **368** | **355** | **0** | **1 819** |
| **Aquitaine/Limousin Poitou-Charentes** | **821** | **4 114** | **1 172** | **1 189** | **0** | **7 295** |
| Poitou-Charentes | 724 | 119 | 276 | 39 | 0 | 1 158 |
| Limousin | 97 | 2 140 | 120 | 380 | 0 | 2 737 |
| Aquitaine | 0 | 1 855 | 776 | 770 | 0 | 3 401 |
| **PACA** | **106** | **11 092** | **1 015** | **540** | **0** | **12 753** |
| **Total par filière** | **17 155** | **68 958** | **6 411** | **7 794** | **83** | **100 402** |

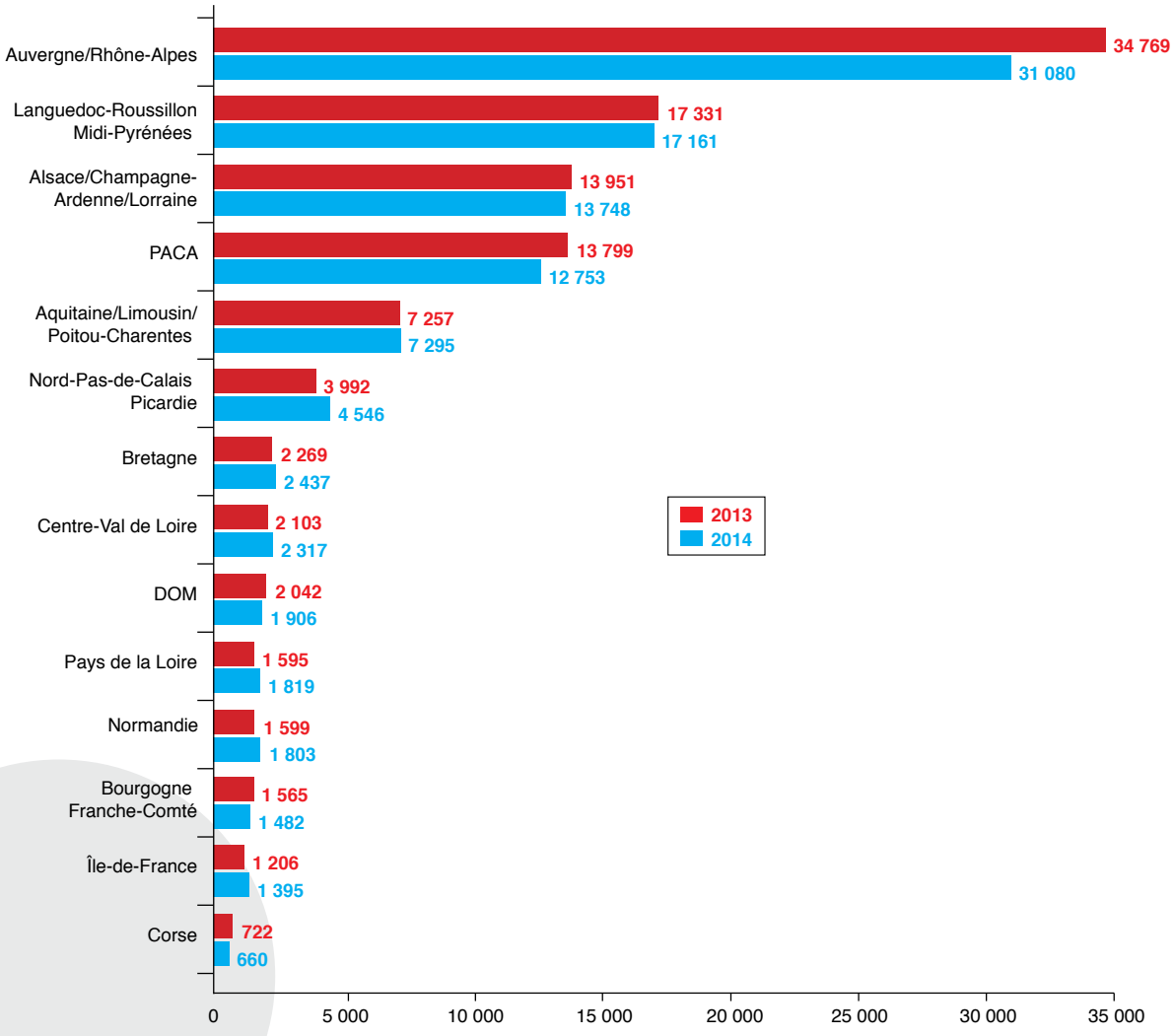
En 2014, la production électrique d'origine renouvelable en France (métropole plus les territoires d'outre-mer) a été de 100 402 GWh. Ce chiffre marque un recul de 4 % par rapport à 2013 du fait du recul de la pluviométrie, ce qui a directement impacté la production de la filière hydroélectrique. Hormis la géothermie, les autres secteurs renouvelables sont en progression. La production du secteur photovoltaïque a augmenté de 25 % et celle de l'éolien de 8 %.

La colonne "Toutes filières biomasse" des ***tableaux 1 et 2*** rassemble les filières biomasse solide, biogaz et incinération des déchets urbains renouvelables. La région Île-de-France est la première dans ces filières car, de par sa forte population, elle dispose des principaux sites de production d'électricité à partir de biogaz de décharge ainsi que de plusieurs sites importants d'in-

## Graph. n° 1

***Classement des régions selon la production électrique renouvelable en GWh toutes sources d'énergies renouvelables pour les années 2013 et 2014***

*Source : Observ'ER d'après données RTE*



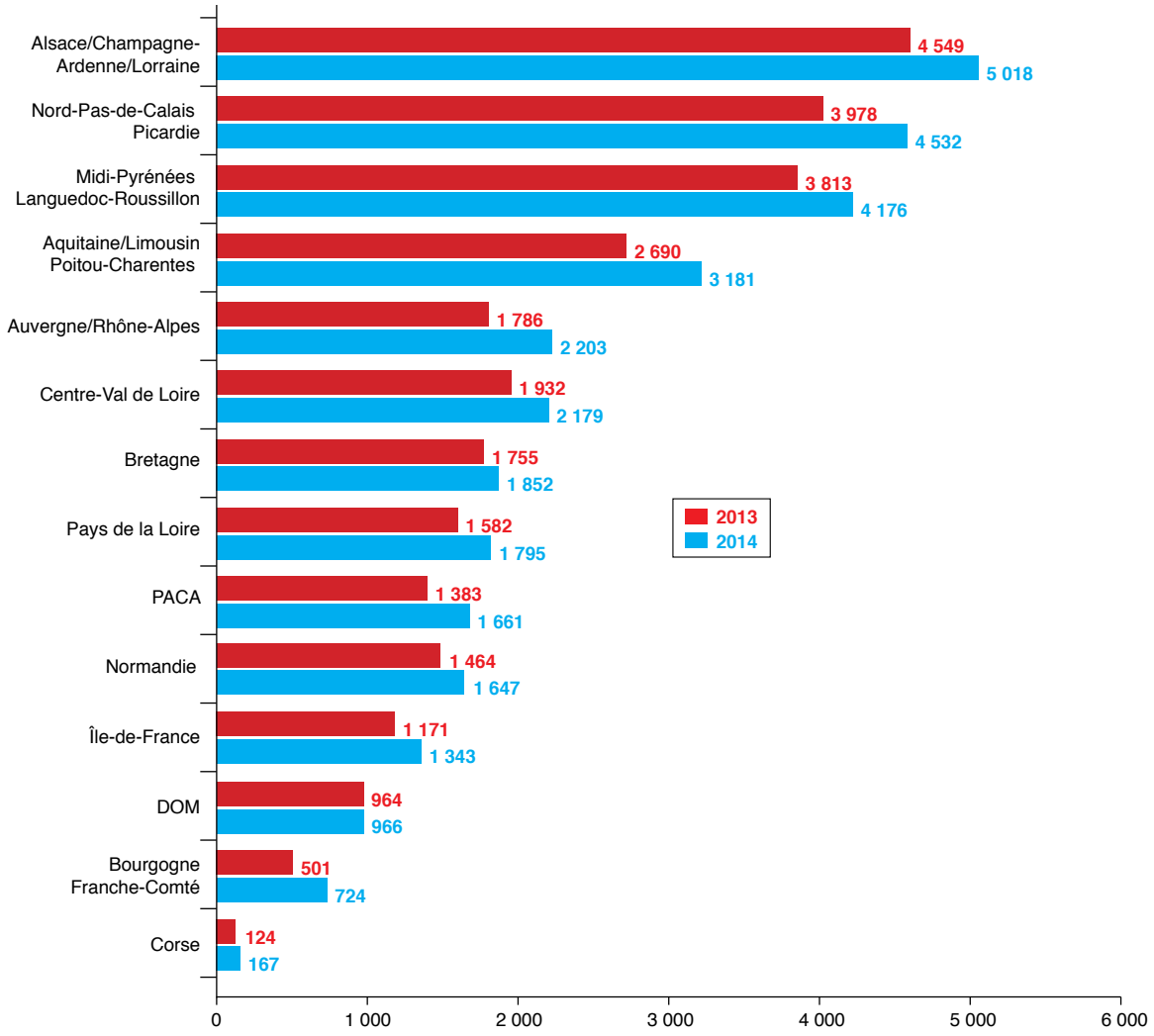



**Observ'ER**
Le Baromètre 2015
des énergies renouvelables
électriques en France

## Graph. n° 2

***Classement des régions selon la production électrique renouvelable en GWh pour les filières éolienne, photovoltaïque, biomasse et géothermie pour les années 2013 et 2014***

*Source : Observ'ER d'après données RTE et SOeS*






cinération de déchets ménagers. La production issue des filières biomasse a progressé de 19 % en 2014, principalement du fait des installations biogaz.

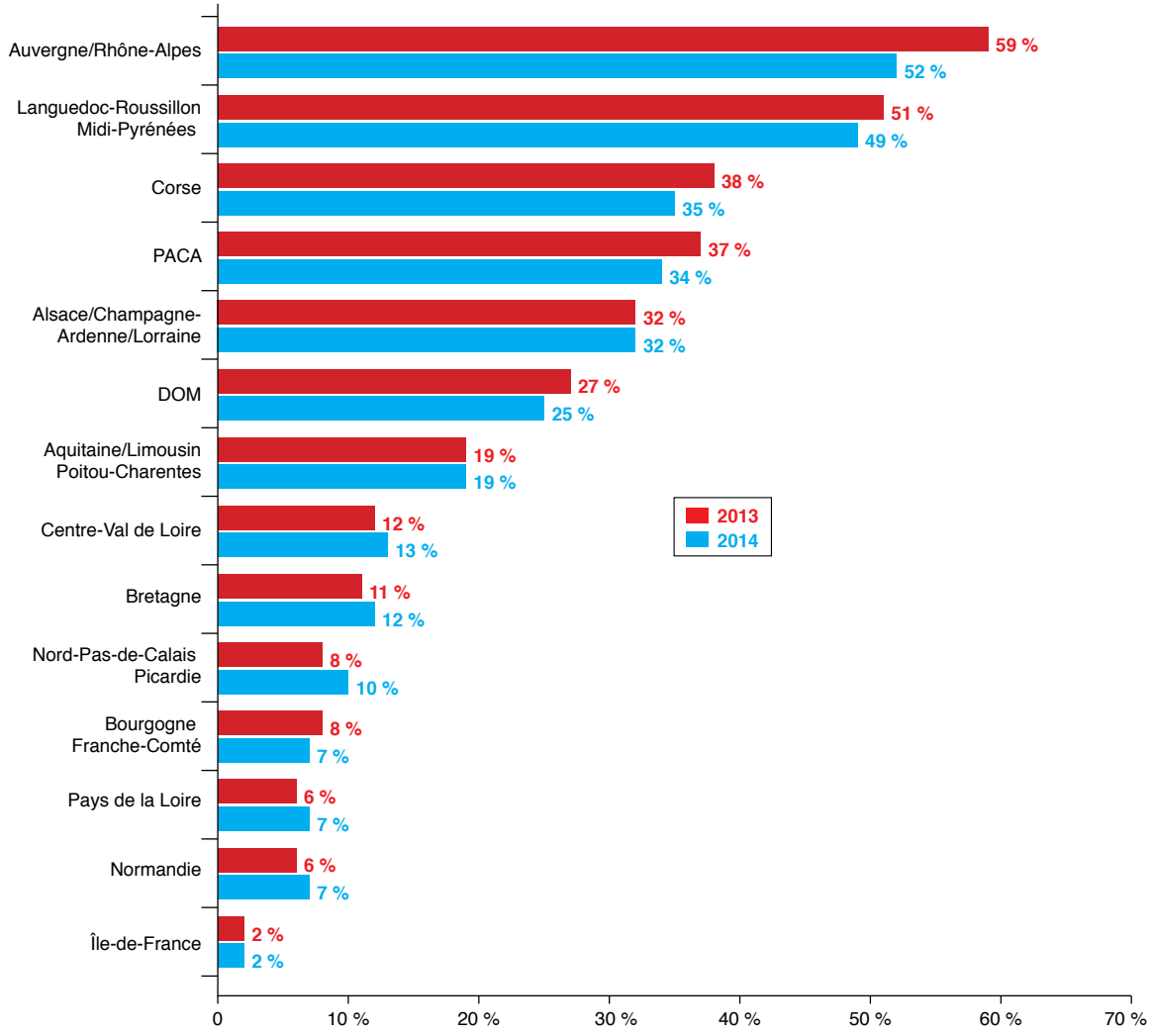
Avec le redécoupage administratif des régions, le classement français de la production électrique renouvelable change quelque peu. La région Auvergne/Rhône-Alpes occupe nettement la première place grâce au poids de l'hydroélectricité du territoire qui représente plus de 40 % de la production totale française de cette filière. De manière générale, ce classement est corrélé à celui de la production de la filière hydraulique.

Dans l'ensemble, la part renouvelable de la consommation électrique totale des

## Graph. n° 3

***Part des filières renouvelables dans la consommation électrique régionale totale en 2013 et 2014***

*Source : Observ'ER d'après données RTE et SOeS*






régions françaises a été en diminution en 2014 en raison du recul de la production hydroélectrique. Parmi les six nouvelles régions françaises qui comptent au moins 5 millions d'habitants (Île-de-France, Auvergne/Rhône-Alpes, Nord-Pas-de-Calais/Picardie, Aquitaine/Limousin/Poitou-Charentes, Alsace/ Lorraine/Champagne-Ardenne et enfin Languedoc-Roussillon/Midi-Pyrénées), les résultats sont très contrastés. Deux territoires sont en tête du classement avec un taux avoisinant les 50 % et deux autres sont nettement en deçà du niveau moyen national (22,4 %) avec des pourcentages inférieurs à 10 % (Île-de-France et Nord-Pas-de-Calais/Picardie). ●

# UN MIX ÉLECTRIQUE 100 % RENOUVELABLE EN 2050 ?

**En octobre 2015, l'Ademe a diffusé les résultats d'une étude qui n'est pas passée inaperçue. Ce travail prospectif a établi un ensemble de scénarios concernant le mix français à l'horizon 2050. Les conclusions sont détonantes : il serait techniquement possible à la France d'avoir une production électrique à 80 %, 95 % voire 100 % renouvelable et sans que cela coûte plus cher qu'un mix renouvelable à seulement 40 % !**

## Une approche très complète

Intitulé *Un mix électrique 100 % renouvelable ?*, ce travail est présenté par Bruno Léchevin, président de l'Ademe, comme « *une démarche scientifique à caractère prospectif et exploratoire et non pas un scénario politique* ». Son objectif est de réfléchir à un ensemble de scénarios qui décrivent quelle pourrait être la composition des sources de production électrique de la France (son mix) à l'horizon 2050.

Cette étude a eu une approche complète de son sujet. Les critères d'acceptation sociétale, les coûts d'accès au financement ou encore la maîtrise de la demande ont été intégrés aux scénarios. L'Agence a d'abord évalué la consommation électrique probable du pays en 2050 (422 TWh contre 465 en 2014) ainsi que le potentiel national de production électrique renouvelable techniquement exploitable (1 268 TWh). Il y a donc un rapport de un à trois entre les deux données. Elle a ensuite simulé les niveaux de production des filières renouvelables suivant des hypothèses de contraintes propres à chaque filière : données de vitesse du vent et d'irradiation solaire au sol, modèles de conversion en puissance électrique. Les résultats font état d'une palette de 14 mix possibles en fonction des hypothèses de coût des technologies, de facilitation de développement du réseau et d'acceptabilité des EnR. Selon chaque scénario, la part des énergies renouvelables varie entre 40 % et 100 % (pour information, le niveau de 2014 est évalué par Observ'ER à 17,8 %) avec des coûts de production qui se tiennent dans une fourchette allant de 113 à 119 euros hors taxe le MWh ***(voir graphiques page 136)***. Le surcoût d'un mix électrique totalement renouvelable serait faible par rapport à une situation à 40 % qui est l'engagement de la France vis-à-vis de l'Europe pour 2030.

Pour arriver à ces niveaux en 2050 aux conditions établies, des évolutions institutionnelles et technologiques sont nécessaires. Ainsi, la production nationale est pensée comme une somme de mix régionaux, pour que chaque territoire puisse tirer le meilleur de ses propres gisements d'énergie. Par exemple, l'Aquitaine ou la Bretagne sont des régions à fort potentiel de production renouvelable. Cette vision appelle donc une décentralisation du réseau et une augmentation de 36 % des lignes interrégionales.

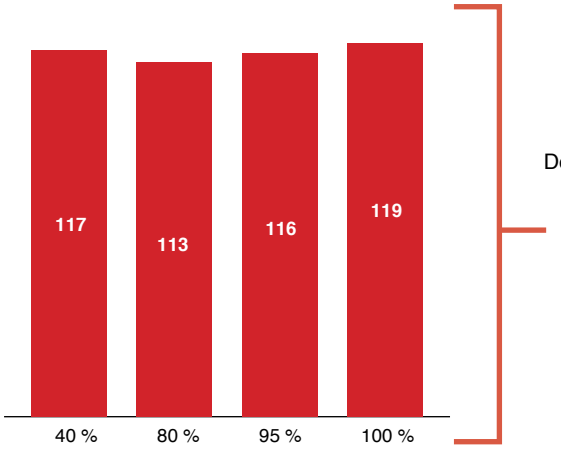


**Observ'ER**
Le Baromètre 2015
des énergies renouvelables
électriques en France

## Graph. n° 1

***Coût du MWh (€) selon les différentes parts d'EnR dans le mix 2050***

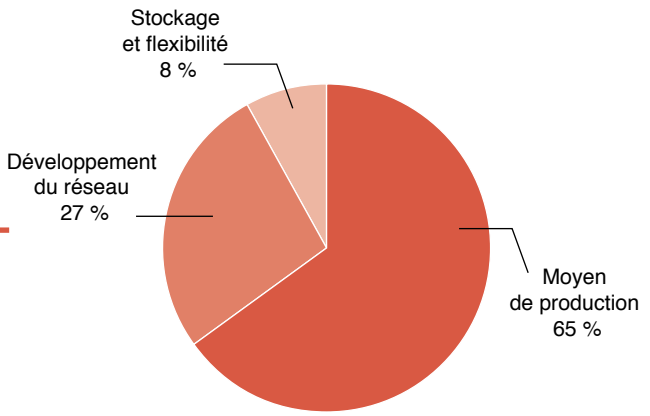
*Source : Ademe 2015*




## Graph. n° 2

***Répartition des coûts (%)***

*Source : Ademe 2015*




Un développement technologique est également nécessaire à cette évolution. Cela passe par le développement des solutions d'effacement et de stockage (batteries et procédés à air comprimé).

### L'ACCEPTABILITÉ SOCIALE, FACTEUR DÉTERMINANT DE LA COMPOSITION ET DU COÛT DU MIX

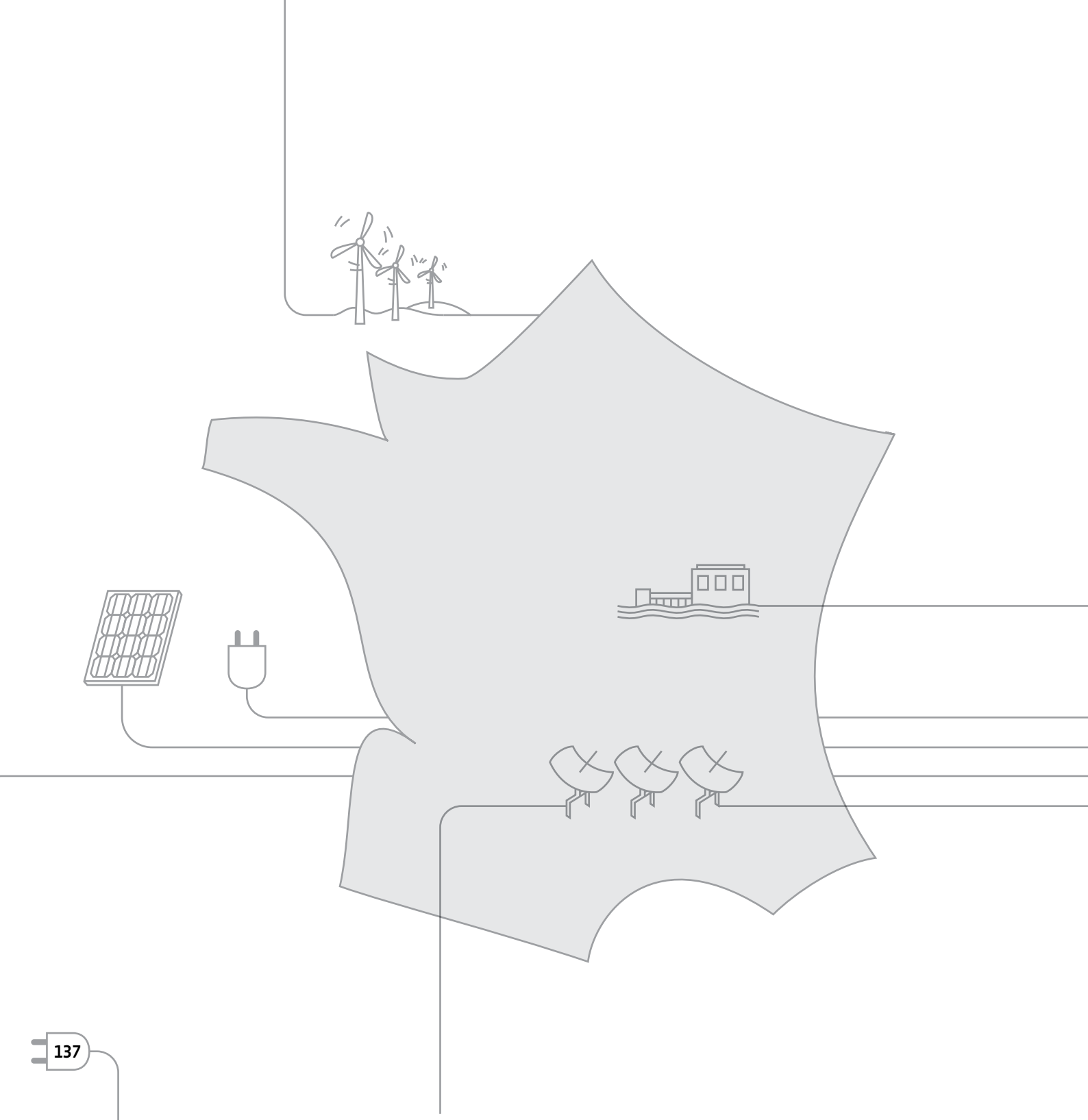
L'étude met l'accent sur le rôle clé de l'acceptabilité sociale dans la mise en place du futur mix national. Cette acceptabilité des populations devant les modes de développement des filières renouvelables peut varier et impacter le résultat final. Le scénario à 100 % induit un surcoût du fait d'une acceptabilité faible envers un fort développement de l'éolien terrestre et de centrales photovoltaïques au sol. Ainsi, l'Ademe met en avant un scénario à 80 % d'EnR qui serait le moins coûteux (113 €/MWh) et plus en phase avec l'acceptabilité. Dans ce scénario, l'éolien passe de 67 GW à 40 GW et le photovoltaïque au sol de 23 GWc à 20 GWc.

En revanche, le photovoltaïque sur toiture augmente à 70 GWc, ce qui place la part du solaire dans le mix à 43 %. Ce mix laisse également une plus grande place à des technologies actuellement moins matures telles que les énergies marines et l'éolien offshore. ●



**Observ'ER**
Le Baromètre 2015
des énergies renouvelables
électriques en France

Retour au sommaire





# LES SCHÉMAS RÉGIONAUX CLIMAT AIR ÉNERGIE (SRCAE) et les SCHÉMAS RÉGIONAUX DE RACCORDEMENT AUX RÉSEAUX DES ÉNERGIES RENOUVELABLES (S3REnR)

**Le Schéma régional climat air énergie (SRCAE)** est l'un des principaux documents de planification mis en place par les lois Grenelle 1 et 2. Pour chacune des régions françaises, ce texte organise plusieurs volets concernant les secteurs de l'énergie et du climat notamment :

- un état des lieux énergétique du territoire régional (bilan de production, de consommation et des potentiels énergétiques de la région) ;
- un ensemble de scénarios permettant de définir les objectifs régionaux détaillés à partir des engagements nationaux et internationaux de la France, des directives et décisions de l'Union européenne ainsi que de la législation et de la réglementation nationale. Généralement, les horizons de temps de ces scénarios sont 2020 et 2050 ;
- un Schéma régional éolien (SRE) qui va définir les zones favorables au développement de cette énergie sur le territoire régional.

Dans chaque région, le préfet de région et le président du conseil régional ont élaboré conjointement un projet de SRCAE en consultant les collectivités territoriales. Une fois réalisé, le projet a été mis à la disposition du public pour une consultation qui a pu occasionner une révision du texte. Après cette étape, le document a été soumis à l'approbation de l'organe délibérant du conseil régional avant d'être arrêté par le préfet de région.

## Le bilan des SRCAE à fin 2015

À fin 2015, toutes les régions françaises disposent d'un SRCAE validé et adopté. Le ***tableau n° 1*** présente la synthèse des objectifs à fin 2020 pour le développement des énergies renouvelables de l'ensemble des régions françaises et les compare à ceux du Plan national d'action pour les énergies renouvelables. Le maillage de ces régions reste celui du découpage avant le 1er janvier 2016, nous présentons donc le détail des 22 régions métropolitaines plus les DOM (sauf Mayotte, seule région sans SRCAE). Le tableau porte sur l'ensemble des filières (électriques, thermiques et carburants), mais des biais méthodologiques rendent impossibles des comparaisons pertinentes sur les secteurs uniquement dédiés à la production d'électricité ***(voir encadré ci-dessous)***.

### *Des méthodologies différentes selon les régions*

***Malgré les recommandations fournies par les services de l'État, chaque région a mené l'exercice de l'élaboration de son SRCAE à sa façon, rendant ainsi la comparaison des résultats un peu délicate. C'est notamment le cas dans le secteur de la biomasse qui parfois agrège les filières biomasse solide, biogaz et déchets et parfois ne renvoie qu'à la première de ces filières. Même constat pour le secteur de la géothermie, qui n'intègre pas systématiquement les pompes à chaleur aérothermiques. En revanche, pour les secteurs dédiés uniquement à la production d'électricité (éolien, photovoltaïque et hydroélectricité), les champs couverts par les objectifs sont homogènes entre les régions. Autre motif de divergence, l'année de référence choisie par les régions pour l'établissement de leur état des lieux énergétique diffère (2005, 2008 ou 2010).***

Les cumuls des objectifs régionaux sont systématiquement plus élevés pour les filières électriques que les chiffres cibles du Plan national. Cela est frappant pour le photovoltaïque où les objectifs des SRCAE (1,3 Mtep) culminent à plus de deux fois ceux du Plan national (0,6 Mtep). Pour l'éolien, les régions ambitionnent un peu plus de 5,3 Mtep quand la programmation nationale en espère 3,4.

## Vers un schéma régional d'aménagement durable à valeur prescriptive

La vision énergétique donnée par les SRCAE risque d'être modifiée dans un avenir proche. D'une part, le redécoupage administratif des régions peut introduire des changement de politique EnR pour les nouveaux territoires et modifier les objectifs dans chacune des filières. D'autre part, l'acte III de la décentralisation, qui désigne une série de réformes des collectivités territoriales initiée depuis 2013, a introduit des changements qui vont rendre caduc le rôle de plusieurs schémas régionaux. Ainsi, le Schéma régional d'aménagement et de développement durable du territoire (SRADDT) devrait à terme se substituer aux schémas existants (Schéma régional de l'intermodalité, schéma régional climat, air énergie – SRCAE – et Plan régional de prévention et de gestion des déchets). Le champ des thématiques que peut couvrir ce schéma n'est pas limité puisque le gouvernement n'a pas retenu de liste fixe des documents que le SRADDT peut remplacer. Ainsi, les régions pourront l'élargir à d'autres thématiques qui relèvent de leurs compétences et qui ont un lien avec l'aménagement du territoire.
Après évaluation environnementale et enquête publique, ce schéma est adopté par le conseil régional et approuvé par arrêté préfectoral. Il peut être modifié ou révisé au bout de six ans. Concrètement, le SRADDT serait rendu plus opérationnel en associant tous les niveaux de collectivités lors de son élaboration. Pour cela, un comité de pilotage serait créé. Il est probable que dans l'élaboration de ces nouveaux Schémas régionaux d'aménagement et de développement durable, les objectifs régionaux de développement de plusieurs filières renouvelables soient révisés.

## Les S3REnR : outil de planification des réseaux pour l'accueil des énergies renouvelables électriques

L'évolution d'une production décentralisée à partir de sites d'énergies renouvelables nécessite une adaptation du réseau de distribution pour pouvoir collecter l'énergie produite et la distribuer localement ou l'acheminer vers le réseau de transport d'électricité. Pour cela, des Schémas régionaux de raccordement aux réseaux des énergies renouvelables (S3REnR) ont été élaborés. Ces schémas ont pour objectif d'assurer une visibilité des capacités d'accueil des énergies renouvelables d'ici 2020, d'anticiper les développements de réseaux nécessaires à leur accueil et d'établir une mutualisation des coûts permettant de ne pas faire porter l'ensemble des adaptations des réseaux aux premiers projets EnR proposés.

Réalisés par RTE en accord avec les gestionnaires des réseaux de distribution, les S3REnR doivent assurer un accès prioritaire aux énergies renouvelables aux réseaux publics d'électricité. Pour cela, ils s'appuient sur les objectifs de dévelop-

# Tabl. n° 1

## *Objectifs des SRCAE à 2020 en ktep comparés au Plan d'action national en faveur des énergies renouvelables*

*Source : Observ'ER 2015*

| | Hydro-électricité | Biomasse solide | Géothermie et PAC | Biocarburants | Solaire photovoltaïque | Solaire thermique | Éolien | Biogaz | Autres | Total |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Alsace | 660 | 321 | 46 | 30 | 28 | 24 | 20 | 12 | 0 | 1 141,0 |
| Aquitaine | 169 | 1 213,5 | 34,4 | n.c | 86 | 51,1 | 70,4 | 50,3 | 0 | 1 674,8 |
| Auvergne | 166 | 433 | 10 | n.c | 17 | 3 | 131 | 2 | 0 | 762 |
| Basse-Normandie | 4,1 | 380,7 | 9 | 114,9 | 7,4 | 22,7 | 155 | 22,4 | 0 | 716,2 |
| Bourgogne | 14 | 474,4 | 16,4 | n.c | 50,1 | 39,6 | 258,4 | 7,7 | 0 | 860,6 |
| Bretagne | 6,9 | 487,6 | 0 | n.c | 34,4 | 12 | 473 | 131,6 | 343,4 | 1 488,9 |
| Centre | 12 | 650 | 120 | n.c | 23 | 25 | 560 | 80 | 0 | 1 470,0 |
| Champagne-Ardenne | 18,6 | 551,7 | 89,6 | 401,4 | 13,7 | 4 | 493,6 | 27 | 18,7 | 1 618,4 |
| Corse | 48 | 17,2 | 10 | n.c | 8,3 | 3 | 5,2 | 1,1 | 2,1 | 94,9 |
| Franche-Comté | 102 | 648 | 18 | 85 | 10 | 18 | 92 | 6 | 0 | 979 |
| Haute-Normandie | 8,8 | 402,3 | 55 | 36,5 | 30 | 13,2 | 166,2 | 44,3 | 8,8 | 765,1 |
| Île-de-France | 7,3 | 658,2 | 715,3 | n.c | 44,5 | 65,9 | 68,8 | 176 | 47,1 | 1 783,0 |
| Languedoc-Roussillon | 259,5 | 478,1 | 2,6 | 22,7 | 189,2 | 14,1 | 537,5 | 0 | 2,6 | 1 506,2 |
| Limousin | 138,5 | 515,5 | 28,6 | n.c | 37,3 | 8,4 | 101,8 | 6,7 | 6,9 | 843,7 |
| Lorraine | 29,2 | 464,4 | 47,3 | 217,1 | 35,3 | 86 | 206,4 | 28,8 | 0 | 1 114,5 |
| Midi-Pyrénées | 919,3 | 780,5 | 90 | 25 | 94,6 | 10 | 344 | 35,4 | 0 | 2 298,8 |
| Nord-Pas-de-Calais | 0,9 | 275,2 | 249,4 | 180,6 | 43 | 51,6 | 292,4 | 86 | 111,8 | 1 290,9 |
| Pays de la Loire | 2 | 510 | 145 | n.c | 46 | 10 | 331 | 80 | 150 | 1 274,00 |
| Picardie | 0,5 | 350 | 27 | 188 | 10 | 10 | 400 | 47 | 0 | 1 032,5 |
| Poitou-Charentes | 12,6 | 680,3 | 3,9 | 129 | 140,3 | 13,3 | 309,6 | 0 | 0 | 1 289,0 |
| PACA | 868,6 | 556,4 | 143,6 | n.c | 237,4 | 53,3 | 134,2 | 0 | 4,3 | 1 997,8 |
| Rhône-Alpes | 1 983,6 | 920 | 134,6 | n.c | 81,7 | 43 | 197,8 | 60,6 | 0 | 3 421,3 |
| DOM | | | | | | | | | | |
| Réunion | 54,2 | 121 | 0 | n.c | 29,2 | 21,5 | 4,3 | 0 | 5,7 | 235,9 |
| Guyane | 70 | 20 | 0 | n.c | 8,6 | 1 | 3 | 0 | 0 | 102,6 |
| Martinique | 2,5 | 30 | 30 | n.c | 10,3 | 4,3 | 10 | 1 | 6,2 | 94,3 |
| Guadeloupe | 4 | 25 | 18 | n.c | 17 | 9 | 15 | 5 | 0 | 93 |
| Total | 5 562,1 | 10 750,5 | 2 043,7 | 1 430,2 | 1 332,3 | 617,1 | 5 380,7 | 910,9 | 707,6 | 29 948,6 |

| | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Plan d'action national EnR Objectif France 2020 avec DOM | 5 541 | 17 058,4 | 2 390,9 | 3 500 | 592,1 | 927 | 3 430,7 | 873,3 | 2 110 | 36 423,4 |
| Différence | +21,1 | -5 094,4 | -347,2 | -2069,8 | +740,2 | -309,9 | +1 950,0 | +37,6 | -1 402,4 | -6 474,8 |

*n. c : non considéré.*

pement des énergies renouvelables fixés dans les Schémas régionaux climat air énergie (SRCAE). Les S3REnR garantissent la réservation de capacité d'accueil pour les installations de production supérieures à 100 kVA pour une durée de dix ans. Parfois, des solutions de renforcement ou de création de lignes ou de postes sont nécessaires lorsque la capacité du réseau est insuffisante ou inexistante.

Les coûts associés au renforcement du réseau de transport et des postes sources sont à la charge des gestionnaires de réseaux et relèvent des investissements financés par le tarif d'utilisation du réseau public d'électricité. Cependant, les coûts liés à la création d'ouvrages sont eux répartis entre les producteurs sur un périmètre régional de mutualisation par un calcul de quote-part. Une fois élaborés, les projets de S3REnR sont mis en consultation auprès des organisations de producteurs, des chambres de commerce et d'industrie et des services déconcentrés de l'État. Chaque projet de S3REnR fait également l'objet d'une évaluation environnementale.

## Le bilan des S3REnR à fin 2015

Fin novembre 2015, toutes les régions de France continentale (sur la base de l'ancien découpage à 21 régions) ont validé leur S3REnR, à l'exception de Rhône-Alpes où le schéma est en attente d'approbation par le préfet de région. La ***carte n° 1*** synthétise les données des S3REnR validés en présentant, d'une part, la capacité réservée pour le développement des EnR d'ici à 2020, et d'autre part, le coût de la quote-part régionale pour le développement du réseau électrique.

Les disparités régionales observées sont importantes. Les capacités réservées pour l'ensemble des EnR oscillent entre 471 MW en Alsace et 2 288 MW en Languedoc-Roussillon avec des quotes-parts qui elles varient de 0 k€/MW (Alsace) à 69,85 k€/MW (Midi-Pyrénées). Ces écarts s'expliquent à la fois par les capacités d'accueil initiales du réseau local et par les ambitions de développement des sites renouvelables électriques définies dans les SRCAE.

Ainsi, en Alsace, les travaux de concertation lors de l'établissement du S3REnR ont permis de proposer un schéma sans investissement sur le réseau dans le périmètre de mutualisation tout en maintenant des distances de raccordement acceptables pour les futurs sites. En revanche, en Midi-Pyrénées, 153 millions d'euros d'investissement apparaissent nécessaires sur les réseaux de transport et de distribution, dont 126 millions d'euros de création d'ouvrages (qui reviennent donc à la charge des producteurs). La quote-part de 69,85 k€/MW permet une couverture large des territoires de la région pour l'accueil de la puissance éolienne visée (1 600 MW) et préserve les équilibres nécessaires pour l'accueil des autres EnR de moindre puissance. ●

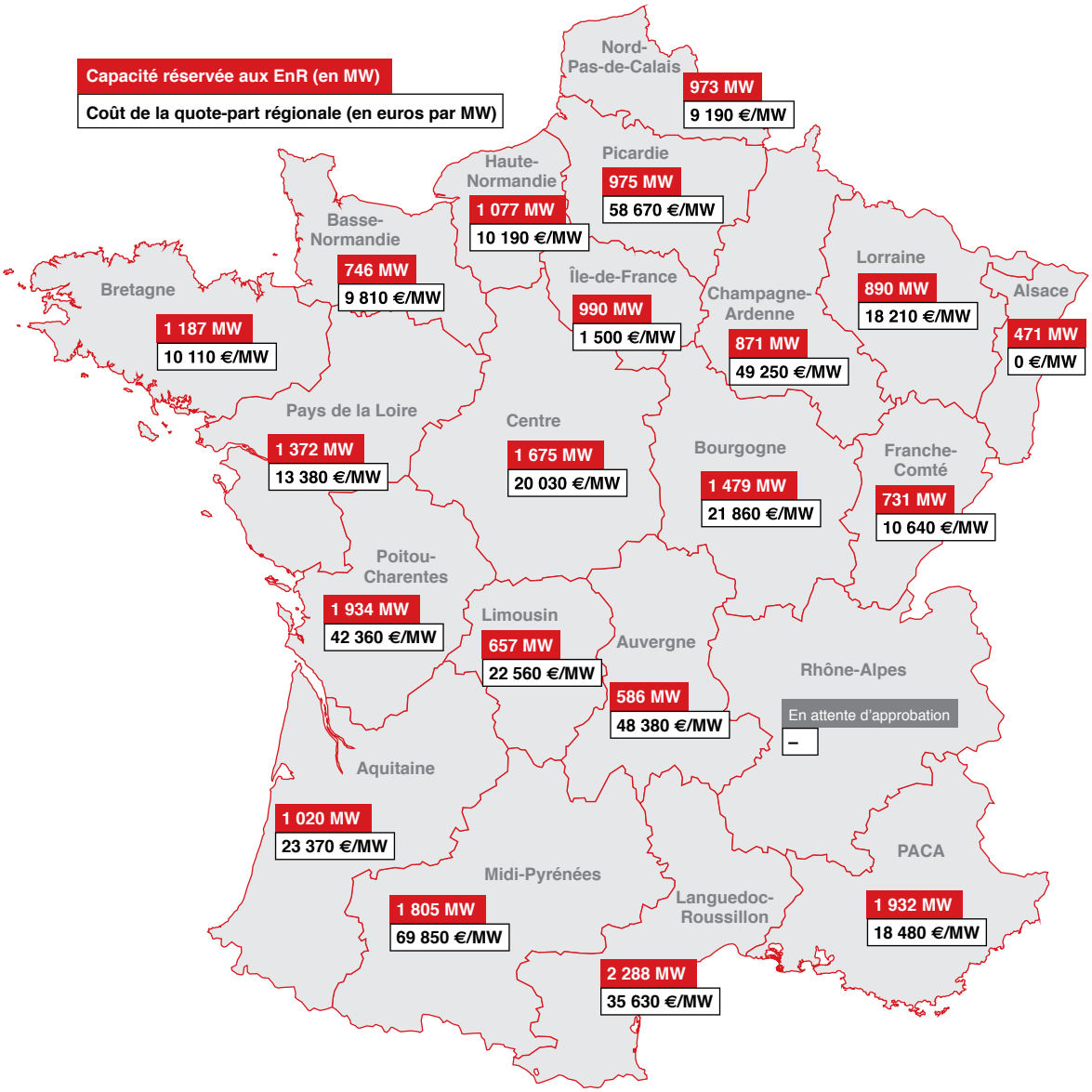
**Quelques sites pour aller plus loin :**

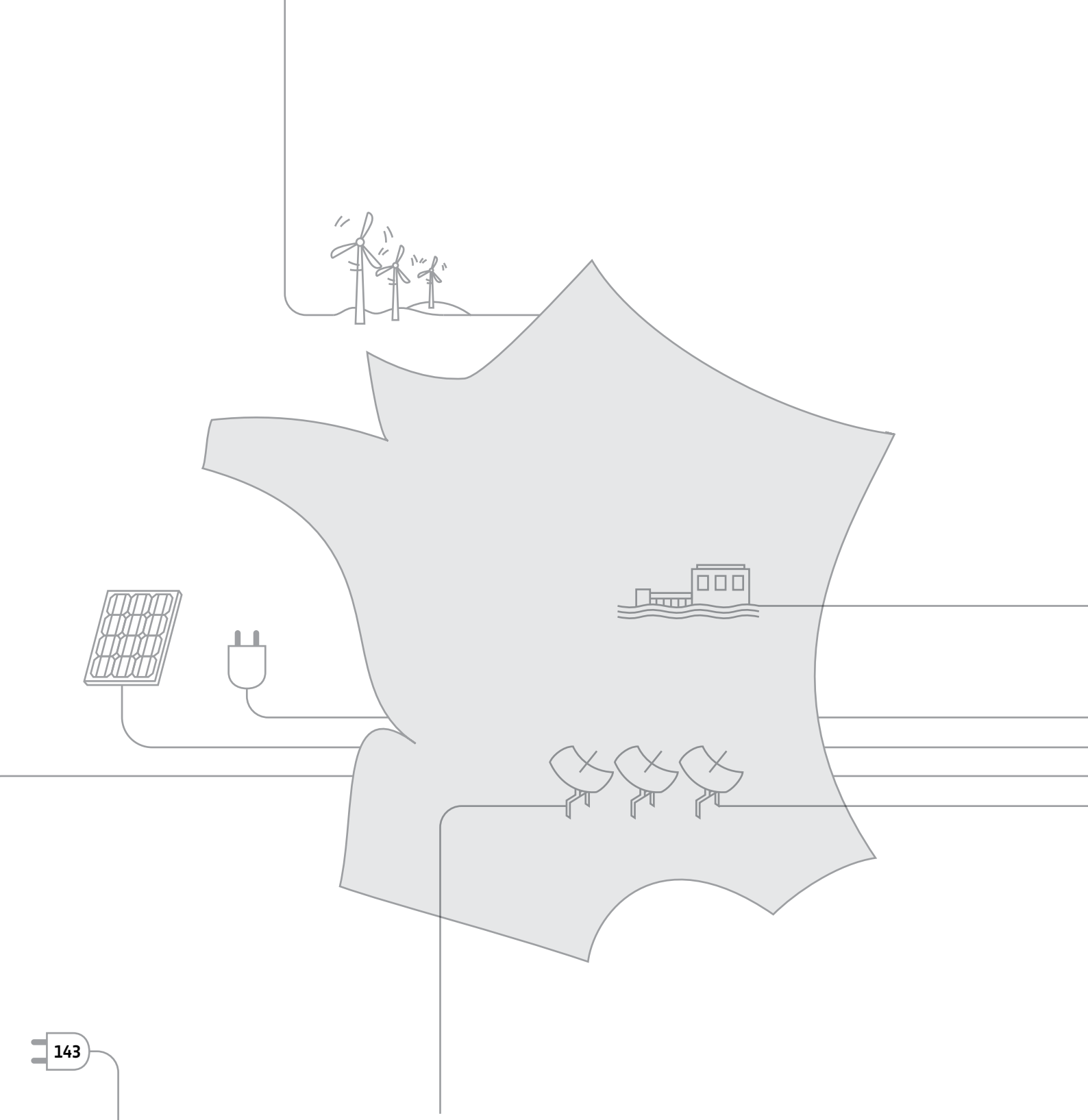
- ✓ www.rte-france.com/fr/nos-activites/accueil-enr/schemas-regionaux-de-raccordement-au-reseau-des-energies-renouvelables-s3renr
- ✓ www.clients.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/mediatheque_client/offre.jsp
- ✓ www.capareseau.fr

# Carte n° 1

## *État des lieux des S3REnR à fin 2015*

*Source : RTE 2015*







# LES RÉGIONS À LA LOUPE

# LES COLLECTIVITÉS ACTRICES DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

**Depuis la mise en place en 2010 des Schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie (SRCAE), les collectivités territoriales sont de plus en plus actrices de la transition énergétique. Cependant, dans un contexte de restriction budgétaire, quels sont les outils à leur disposition pour financer à court terme leurs projets de croissance verte ?**

Les collectivités territoriales sont légitimes pour investir dans les énergies renouvelables, voire orchestrer ces investissements. Elles sont à l'interface des investisseurs et des habitants, elles jouent un rôle essentiel dans l'acceptabilité sociale des projets et elles ont une compétence importante sur le foncier. Leur position est donc idéale, mais les cas de territoires qui s'engagent directement en tant qu'acteurs dans un projet éolien ou photovoltaïque sont encore trop peu nombreux. Pourtant, ces projets ont souvent des impacts positifs sur la création d'emplois et l'augmentation des recettes fiscales. Pour réaliser un projet d'énergies renouvelables, les collectivités doivent disposer d'une solide volonté politique, de bonnes compétences technico-juridiques, et avoir identifié les outils financiers pertinents. Sur ce dernier point, les acteurs territoriaux disposent aujourd'hui d'une palette de solutions élargie pour investir, même avec peu de moyens.

## Une boîte à outils de plus en plus étoffée

Les acteurs territoriaux sont nombreux à vouloir voir évoluer leur rôle dans le schéma traditionnel d'un projet énergie renouvelable. D'ordinaire, après avoir été sollicitées en amont (appui politique, sensibilisation, mobilisation locale, facilitation administrative), les collectivités se contentent des seules recettes fiscales générées par l'installation d'un parc[1].

Leur souhait est aujourd'hui d'être parties prenantes des investissements et pour cela la société d'économie mixte (SEM) reste le principal outil à la disposition des collectivités. C'est une société anonyme dont au moins 50 % du capital est détenu par une ou plusieurs entités publiques, et où au moins 15 % du capital est détenu par une société privée. Les SEM peuvent réaliser, entre autres, des projets d'énergies renouvelables. Avec cette formule, les collectivités peuvent investir dans le capital de la future société d'exploitation et profiter de retombées économiques plus substantielles. Par ailleurs, les SEM renforcent la collaboration entre développeur et collectivité. Elles sont perçues comme des facilitateurs territoriaux de projets à la fois par les collectivités et par les professionnels des filières renou-

1. *De l'ordre de 10 000 euros par an par mégawatt éolien installé.*



**Observ'ER**
Le Baromètre 2015
des énergies renouvelables
électriques en France

velables. La SEM est devenue l'outil de développement économique local de référence, notamment dans le cadre de la réalisation des Schémas régionaux climat air énergie (SRCAE). Parmi les multiples exemples que l'on peut trouver aujourd'hui en France, il y a la SEM Soleil Eau Vent Énergie (SEVE) qui a été créée en 2011 à l'initiative de la commune de Puy-Saint-André (Hautes-Alpes). Son actionnariat comprend la commune, ses habitants et des entreprises. Elle développe des projets d'énergies renouvelables avec l'objectif d'offrir à la commune son indépendance énergétique.

Cependant, une SEM peut être difficile à mettre en place car elle nécessite un investissement initial important de la part des collectivités. Par ailleurs, ce type de structure demande un montage ad hoc qui doit être en mesure de porter un projet aussi efficacement qu'une société privée, ce qui demande une acquisition importante et rapide de nouvelles compétences de la part du personnel. C'est pourquoi la loi sur la transition énergétique permet aux communes et à leurs groupements de « participer au capital d'une société anonyme (SA) ou d'une société par actions simplifiées (SAS) dont l'objet social est la production d'énergie renouvelable », à condition que les installations productrices soient implantées sur leur territoire. À la même condition, un département peut détenir des actions d'une SA ou d'une SAS. Les collectivités peuvent donc rester minoritaires dans les sociétés porteuses de projet afin de réduire l'investissement nécessaire. Elles obtiennent néanmoins un droit de regard sur les opérations de l'entreprise. Plus souple que le montage en SEM, l'accession au capital des SA et SAS est adaptée aux petites communes qui ont des moyens limités. Ce montage permet aussi aux collectivités d'investir dans un projet lors de sa phase d'exploitation plutôt que dans sa phase de construction, qui est plus risquée. Cette piste a été choisie pour le projet Méthamoly, une unité de méthanisation de déchets agricoles avec injection sur le réseau. Treize agriculteurs dans le Rhône ont mis sur pied une SAS. L'objectif est d'y faire entrer rapidement le Syndicat des Monts-du-Lyonnais (Symoly) afin d'augmenter la coopération public,privé pour que chacun y trouve son compte. En attendant, les parties prenantes ont déjà créé un comité de pilotage stratégique commun afin de travailler efficacement en collaboration.

Autre schéma émergent, le portage mutualisé d'un projet entre petites communes et régions. Ces parties prenantes peuvent créer une société publique locale (SPL) qui officie comme opérateur régional de services énergétiques. Ce montage leur permet de mettre des fonds en commun, sans l'intervention d'un opérateur privé, pour l'exercice d'une mission de service public. C'est le cas de la SPL Oser en Rhône-Alpes qui regroupe neuf communes et la région. La mutualisation peut passer par les syndicats d'énergie. Ils jouent un rôle primordial dans la transition énergétique en regroupant tous les élus des communes d'un département. Parmi les syndicats les plus développés dans la production d'EnR, on peut citer ceux de la Nièvre, de la Loire, de la Vienne ou encore de la Vendée. Le Syndicat départemental d'énergie et d'équipement de la Vendée (Sydev) a créé en 2002 une régie de production d'électricité éolienne, transformée depuis en SEM.

## Un élu bien conseillé en vaut deux

Un dernier aspect ne doit pas être négligé : celui du conseil aux élus. Le fait de pouvoir s'engager sur un projet est une chose, mais encore faut-il avoir toutes les expertises requises pour déjouer les pièges du montage de partenariat. Les autorités organisatrices de la distribution d'énergie, qui prennent le plus souvent la forme de syndicats locaux d'énergie, sont alors souvent de précieux partenaires qui proposent un accompagnement technique et/ou financier ***(voir 3 questions à Pascal Sokoloff)***. La boîte à outils disponible pour les collectivités qui souhaitent s'engager dans le montage et l'exploitation de sites renouvelables est aujourd'hui en pleine expansion et chacun peut y trouver son compte en fonction de sa taille, de ses moyens et de ses ambitions.

# 3 QUESTIONS
## de l'Observatoire des énergies renouvelables

à **Pascal Sokoloff,**
directeur général
de la FNCCR

**1 Les collectivités ont de plus en plus la volonté d'être actrices des réalisations énergétiques sur leur territoire, mais elles n'ont pas toujours toutes les compétences requises. Quel accompagnement propose la FNCCR ?**

*Des grandes collectivités spécialisées, les autorités organisatrices de la distribution d'énergie (AODE), détiennent des compétences essentielles en énergie. Ces collectivités – qui prennent le plus souvent la forme d'un syndicat d'énergie ou d'une métropole – pratiquent la mutualisation de moyens au profit de collectivités de plus petite taille. Ainsi, chaque commune ou groupement de communes peut disposer de l'accompagnement de son syndicat d'énergie ou de sa métropole pour le développement de projets s'inscrivant dans la dynamique des territoires à énergie positive.*

*La FNCCR a pour vocation de rassembler ces AODE afin de réfléchir à des avancées législatives et de partager leurs retours d'expérience. Ainsi, de nombreuses expérimentations et des démonstrateurs naissent au sein de nos collectivités adhérentes pour ensuite être généralisés rapidement à toutes les collectivités. Des projets comme Smart Grid Vendée ou Métropole Nice Côte d'Azur sur le déploiement des réseaux communicants sont des exemples de cette dynamique de pionniers.*

**2 Concrètement, comment cela s'organise ? Quels sont les relais sur le terrain ?**

*Les objectifs nationaux invitent toutes les collectivités à se positionner dans le développement de territoires donnant une place majeure à l'efficacité énergétique et au développement des énergies renouvelables. Cependant, par souci de rationalisation, il est pertinent que des grandes structures spécialisées acquièrent les savoir-faire nécessaires et regroupent et accompagnent les communes de toutes tailles. Les grandes AODE réalisent cette mission en couvrant la quasi-totalité d'une chaîne énergétique incluant les énergies renouvelables, l'efficacité énergétique, la planification énergétique, les réseaux "intelligents", les groupements d'achat d'électricité et de gaz, les véhicules propres, autour évidemment de leurs missions historiques de contrôle des réseaux et de solidarité territoriale. Pour être plus concret, quelques exemples peuvent être cités.*

*Le Syndicat intercommunal d'énergies de la Loire (SIEL42) a mis au point un outil de simulation informatique permettant d'accompagner les territoires en fixant les objectifs énergétiques à une maille locale très fine. L'outil permet de cerner sur cette base des actions précises à réaliser : rénovation énergétique de certains*

*bâtiments, développement du bois-énergie ou du photovoltaïque, renforcement du réseau électrique, etc. Pour chacune de ces actions, le syndicat d'énergie propose un accompagnement technique et/ou financier. L'avantage de cet accompagnement via un outil informatique est de pouvoir ensuite agréger ces données locales à l'échelle du département et de la région et ainsi de proposer une vraie feuille de route au territoire tout en s'assurant que cela s'inscrit dans les objectifs nationaux. L'outil est maintenant partagé par d'autres syndicats d'énergie.*

*Autre exemple : pour développer des projets d'énergie renouvelable, de nombreux syndicats d'énergie ont créé des sociétés d'économie mixte (SEM) telles que Côte d'Or Énergie, Nièvre Énergie, Vendée Énergie, Yonne Énergie, Bi-Métha 77, EneRSieil… Ces structures portées par les collectivités ont l'avantage de développer des projets de territoire, d'inclure des citoyens au tour de table dans une logique de financement participatif vertueux, et d'assurer des retombées économiques locales.*

## 3 Y a-t-il des aspects sur lesquels les collectivités sont plus particulièrement demandeuses d'un accompagnement ?

*Ce début d'année 2016 sera marqué par la mise en place du complément de rémunération et des appels d'offres pour la majeure partie des énergies renouvelables. Les tarifs d'achat en vigueur jusqu'à maintenant permettaient une bonne visibilité de la rentabilité des projets ; ce nouveau dispositif amène en revanche les collectivités à une plus grande prise de risque, notamment lors de cette année 2016 où les retours d'expérience manqueront. De plus, les appels d'offres sont difficilement compatibles avec les procédures de marchés publics, même si le passage par des SEM peut réduire ce point de difficulté.*

*Nous travaillons déjà, collectivités et FNCCR, à clarifier ces règles et à disposer de fiches types pour les principaux projets d'énergies renouvelables afin d'assurer une continuité dans le développement des projets d'énergies renouvelables.* ●

*Observatoires régionaux de l'environnement et de l'énergie*

*Associations de promotion des énergies renouvelables*

*Agences régionales de l'environnement et de l'énergie*

*Pôles de compétitivité, clusters d'entreprises*

*Objectifs et programmes régionaux*

SEM *Sociétés d'économie mixte ayant des actifs EnR*

**La liste ci-dessous présente un état des lieux des initiatives, associations, structures ou programmes relatifs aux énergies renouvelables existant en France. Ce travail se veut le plus complet possible sans toutefois prétendre à l'exhaustivité. Si des informations vous semblent manquantes, merci de nous le signaler.**

## Alsace
## Champagne-Ardenne
## Lorraine

**Pôle de compétitivité Energivie**[1]
*pole.energivie.eu*
Accompagne des projets collaboratifs structurants dans le domaine de l'efficacité énergétique. Notamment la production de documents pour la promotion des énergies renouvelables dans le bâtiment.

*1. Labellisé pôle de compétitivité éco-technologie en octobre 2009, il fait suite à l'initiative "Cluster Energie" fin 2006 dans le cadre du programme energivie.info.*

**Ale (Agence locale de l'énergie)**
*ale08.org*
Services pour la prise en compte de la maîtrise de l'énergie dans toutes les actions entreprises. Agence pour le seul département des Ardennes, pas d'agence régionale.

**Pôle éolien lorrain**
*windenergy4lorraine.com/systeme/m1.php*
Portail de l'énergie éolienne en Lorraine, il fédère des entreprises lorraines sur les marchés de la maintenance de parcs éoliens et de sous-traitance.

**Le pôle YES – Your Energy Solution**
*your-energy-solution.com*
Le réseau YES fédère les entreprises lorraines positionnées sur les marchés de la maintenance et de la sous-traitance des installations d'énergies renouvelables (éolien, solaire, hydroélectricité, méthanisation, biomasse, etc.). Les entreprises de YES peuvent intervenir dans les domaines de la production industrielle, de la maintenance prédictive, préventive et curative de sites, des bureaux d'études, du BTP, du raccordement de réseau ou de l'organisation de convoi exceptionnel.

## Aquitaine
## Limousin
## Poitou-Charentes

**Cluster éolien aquitain : "Aquitaine Wind Industry Cluster"**
*aquitainewindindustrycluster.com*

**Cluster Systèmes solaires industriels en Aquitaine : "Sysolia"**
*sysolia.com*
L'Aquitaine rassemble bon nombre d'intervenants dans la filière industrielle du solaire. Sysolia apporte à cette dynamique une approche "système" issue de son expérience en ingénierie dans des secteurs comme l'aéronautique, la photonique et le BTP.

# RÉGIONS À LA LOUPE

*Observatoires régionaux de l'environnement et de l'énergie*

*Associations de promotion des énergies renouvelables*

*Agences régionales de l'environnement et de l'énergie*

*Pôles de compétitivité, clusters d'entreprises*

*Objectifs et programmes régionaux*

SEM *Sociétés d'économie mixte ayant des actifs EnR*

**Avenia**
*pole-avenia.com*
Pôle de compétitivité des géosciences pour l'énergie et l'environnement. L'objectif d'Avenia est d'impulser une dynamique technologique et économique en capitalisant sur les compétences des acteurs régionaux des géosciences et du génie pétrolier. Un volet est consacré à la géothermie haute, basse et moyenne énergie.

**Région Limousin climat énergie**
*region-limousin.fr/Climat-energie*
Dispositif régional pour une utilisation plus rationnelle de l'énergie et le développement des énergies renouvelables, plus globalement pour lutter contre le changement climatique et pour protéger l'environnement.

**S2E2 Smart Electricity Cluster**
*s2e2.fr*
Pôle de compétitivité rassemblant des entreprises, des centres de recherche et des établissements de formation intervenant dans les domaines des technologies de l'énergie électrique et des smart grids au service de la gestion de l'énergie. Ce pôle a été réalisé en commun avec les régions Pays de la Loire, Centre et Limousin.

**Agence régionale d'évaluation environnement et climat Poitou-Charentes (ARECPC)**
*arecpc.com*
Tableaux de bord, bilans et chiffres de synthèse sur l'énergie, les déchets et les gaz à effet de serre en région.

**Observatoire régional énergie gaz à effet de serre (OREGES)**
*arecpc.com*
Observatoire abrité par l'ARECPC. État des lieux des énergies renouvelables en région. État des lieux sectoriel des consommations énergétiques et des projections à différents horizons : consommation d'énergie, développement des énergies renouvelables et évitement des gaz à effet de serre.

**Observatoire régional de l'environnement Poitou-Charentes (ORE)**
*observatoire-environnement.org/OBSERVATOIRE/*
Plate-forme de communication qui assure des missions d'intérêt général liées à l'information des publics et apporte une aide à la décision en matière d'environnement.

SEM **3D ÉNERGIES**
*3denergies.fr*
Société d'économie mixte créée en 2012 par le Syndicat intercommunal d'énergie des Deux-Sèvres (SIEDS).

SEM **SEM Sergies**
*sergies.fr*
Société d'économie mixte créée en 2001 par le Syndicat d'énergie de la Vienne (Énergies Vienne).

Observatoires régionaux de l'environnement et de l'énergie

Associations de promotion des énergies renouvelables

Agences régionales de l'environnement et de l'énergie

Pôles de compétitivité, clusters d'entreprises

Objectifs et programmes régionaux

SEM Sociétés d'économie mixte ayant des actifs EnR

## Auvergne Rhône-Alpes

### Aduhme (Association pour un développement urbain harmonieux par la maîtrise de l'énergie[2])

*aduhme.org*

Promotion des énergies renouvelables et du développement durable : information, conseil, formation, accompagnement et expertise technique, veille juridique et technologique, etc.

**2.** *Plus connue sous le nom d'Agence locale des énergies et du climat.*

### Observatoire régional de l'énergie en Rhône-Alpes

*hespul.org/l-observatoire-regional-de-l.html*

Évolution des consommations énergétiques en Rhône-Alpes, piloté par Rhônalpénergie-Environnement, sous l'autorité conjointe de la DREAL et de la Région. Ses financements proviennent de l'Ademe et de la Région. Hespul y participe en tant que représentant des Espaces info énergie de Rhône-Alpes (réseau IERA).

### Oreges (Observatoire de l'énergie et des gaz à effet de serre)

*oreges.rhonealpes.fr/home.seam*

Mise à disposition du grand public, des collectivités et des acteurs du monde de l'énergie d'un outil d'observation et d'information.

### Hespul

*hespul.org*

Association spécialisée dans le développement des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique – Publication : rapport d'activité 2010.

### Rhônalpénergie-Environnement (RAEE)

*raee.org*

Animation d'un centre de ressources et d'échanges, conseil et accompagnement des collectivités territoriales et des bailleurs sociaux dans le montage et le suivi d'opérations, accompagnement et mise en œuvre de programmes ou d'actions collectives sur un territoire.

### Pôle biomasse et énergies Rhône-Alpes

*polebiomasseenergie.fr*

Réseau de travail régional, ressource d'informations sur les énergies renouvelables et la maîtrise de l'énergie en agriculture à destination des agriculteurs et de leurs conseillers.

### Tenerrdis (Technologies énergies nouvelles, énergies renouvelables, Rhône-Alpes, Drôme, Isère, Savoie et Haute-Savoie)

*tenerrdis.fr*

Pôle de compétitivité qui développe par l'innovation les filières industrielles des nouvelles technologies de l'énergie : solaire et bâtiment, gestion des réseaux et stockage, biomasse, hydrogène et piles à combustible, et hydraulique (micro-hydraulique, turbinage-pompage, énergie des mers).

*Observatoires régionaux de l'environnement et de l'énergie*
*Associations de promotion des énergies renouvelables*
*Agences régionales de l'environnement et de l'énergie*
*Pôles de compétitivité, clusters d'entreprises*
*Objectifs et programmes régionaux*
*Sociétés d'économie mixte ayant des actifs EnR*

**SEM'Soleil**
*siel42.fr*
Société d'économie mixte créée en 2011 par le Syndicat intercommunal d'Énergies du département de la Loire (SIEL42).

**Énergie Rhône Vallée**
*energierhonevallee.com*
Société d'économie mixte créée en 2011 par le Syndicat départemental d'Énergies de la Drôme (SDED).

## *Bourgogne Franche-Comté*

**Alterre Bourgogne (Agence pour l'environnement et le développement soutenable[3])**
*alterre-bourgogne.fr*
Observation de l'environnement et évaluation de politiques publiques, accompagnement de porteurs de projets, développement de l'éducation et de la formation dans le domaine de l'environnement et du développement durable – chiffres 2010.

*3. A succédé à l'Oreb (Observatoire régional de l'énergie en Bourgogne).*

**"Wind for Future " (W4F)**
*windforfuture.com*
Cluster éolien regroupant les acteurs de la filière éolienne en Bourgogne et plus largement dans le centre-est de la France.

**L'Observatoire bourguignon des métiers de l'économie verte**
*teebourgogne.com*
L'association réalise une veille permanente sur les métiers et les emplois des filières environnement et énergie ("Territoires Environnement Emplois" - TEE).

**Observatoire territorial énergie-climat-air de la région Franche-Comté**
*opteer.org*
Portail d'information énergie, climat et air de Franche-Comté – données 2008.

**Nièvre Énergie**
*sieeen.fr*
Société d'économie mixte créée par le Syndicat intercommunal d'énergies d'équipement et d'environnement de la Nièvre (SIEEEN).

**Côte-d'Or Énergie**
*siceco.fr*
Société d'économie mixte créée en 2015 par le Syndicat intercommunal d'Électricité de Côte-d'Or (SICECO).

Observatoires régionaux de l'environnement et de l'énergie

Associations de promotion des énergies renouvelables

Agences régionales de l'environnement et de l'énergie

Pôles de compétitivité, clusters d'entreprises

Objectifs et programmes régionaux

SEM Sociétés d'économie mixte ayant des actifs EnR

## Bretagne

**Observatoire de l'énergie et des gaz à effet de serre en Bretagne.**
*bretagne-environnement.org*

**Portail d'information sur les données énergétiques et sur les gaz à effet de serre en Bretagne – données 2010.**
*observatoire-energie-ges-bretagne.fr*

**Aile (Association d'initiatives locales pour l'énergie et l'environnement)**
*aile.asso.fr*
Aile, spécialisée dans la maîtrise de l'énergie et les énergies renouvelables en milieu agricole et rural, développe un axe de travail transversal sur les politiques énergétiques à l'échelle du territoire.

**Pôle de compétitivité Mer Bretagne**
*pole-mer-bretagne.com*
Développement d'une filière industrielle dans le secteur des énergies marines renouvelables à vocation internationale.

**Énergies marines Bretagne**
*energies-marines.bretagne.fr*
Site Internet sur les énergies marines renouvelables en Bretagne réalisé par la Région. Informations didactiques sur les technologies et les sites de la filière énergies marines proposant des textes explicatifs, des vidéos pédagogiques et des diaporamas.

## Centre-Val de Loire

**Observatoire des énergies en région Centre**
*observatoire-energies-centre.org*
Recensement, analyse et exploitation des données énergétiques régionales – données 2008.

**S2E2 Smart Electricity Cluster**
*s2e2.fr*
Pôle de compétitivité rassemblant des entreprises, des centres de recherche et des établissements de formation intervenant dans les domaines des technologies de l'énergie électrique et des smart grids au service de la gestion de l'énergie. Ce pôle a été réalisé en commun avec les Régions Pays de la Loire, Centre et Limousin.

**ENR SIEIL**
*sieil37.fr*
Société d'économie mixte créée en 2014 par le Syndicat intercommunal d'énergie d'Indre-et-Loire (SIEIL).

*Observatoires régionaux de l'environnement et de l'énergie*
*Associations de promotion des énergies renouvelables*
*Agences régionales de l'environnement et de l'énergie*
*Pôles de compétitivité, clusters d'entreprises*
*Objectifs et programmes régionaux*
SEM *Sociétés d'économie mixte ayant des actifs EnR*

## Corse

**Office de l'environnement de la Corse (OEC) – Direction déléguée à l'énergie (DdEN)**
*oec.fr*
Suivi et mise en œuvre de l'ensemble de la politique énergétique régionale. Le conseil exécutif de Corse a créé une "Direction déléguée à l'énergie", équipe pluridisciplinaire dimensionnée pour conduire l'ensemble des chantiers programmés.

**Capenergies**
*capenergies.fr*
Pôle de compétitivité rassemblant 400 acteurs positionnés sur le développement de systèmes énergétiques permettant de fournir des solutions de remplacement des énergies fossiles. Ce pôle a été réalisé en commun avec la Région Corse.

## Île-de-France

**Réseau d'observation statistique de l'énergie (Rose)**
*roseidf.org*
Panorama énergétique d'Île-de-France, et bonnes pratiques en matière d'efficacité énergétique et d'énergies renouvelables – données 2009.

**Agence régionale de l'environnement et des nouvelles énergies d'Île-de-France (Arene)**
*areneidf.org*
Organisme "associé" au conseil régional participant à la mise en œuvre du développement en Île-de-France. Accompagne les collectivités locales et les acteurs régionaux dans leurs démarches.

**Advancity**
*advancity.eu*
La vocation de ce pôle est de permettre aux entreprises, aux établissements d'enseignement supérieur et de recherche et aux collectivités territoriales de coopérer sur des projets collaboratifs innovants. Un des volets d'Advancity est consacré aux filières géothermie basse et moyenne énergie.

SEM **SIPEnR**
*sipperec.fr*
Société d'économie mixte créée en 2014 par le syndicat francilien Syndicat intercommunal de la périphérie de Paris pour les énergies et les réseaux de communication (SIPPEREC).

SEM **Bi-Métha 77**
*sdesm.fr*
Société d'économie mixte créée en 2015 par le Syndicat départemental des Énergies de Seine-et-Marne (SDESM).

# 3 QUESTIONS
## de l'Observatoire des énergies renouvelables

à **Didier Fenouillet,** directeur général des services du SDESM

### 1 Quel est le projet porté par la SEM Bi-Métha 77 ?

*Le SDESM s'intéressait depuis 3 ans à la production d'énergies renouvelables et en particulier à la méthanisation du fait du caractère agricole de la Seine-et-Marne. Après deux études infructueuses sur des projets de cogénération, l'évolution en 2011 puis en 2014 des textes réglementaires autorisant l'injection de biogaz sur le réseau nous a conduits vers l'option biométhane.*
*Nous nous sommes alors tournés vers des terrains disponibles à proximité de l'unité d'élimination des boues de Dammarie-les-Lys qui permettent la création d'une unité de méthanisation exemplaire. En synergie avec des partenaires publics, le projet permettra la valorisation de déchets locaux non utilisés et aura un profil énergétique évolutif (cogénération, chaleur, biogaz pour véhicules). L'avantage du site est de prévoir deux digesteurs : un agricole en voie solide et un autre industriel pour les boues en voie liquide. Ce process autorise un spectre très large d'intrants et une grande souplesse de valorisation des digestats (épandage pour la filière agricole ou incinération pour la filière industrielle).*

### 2 Quelles sont les entités qui composent la SEM Bi-Métha 77 ?

*Après avoir initié ce projet, le SDESM a souhaité en confier la réalisation à une SEM composée de la communauté d'agglomération de Melun Val de Seine, de Dammarie-les-Lys, de la SEM Énergies Posit'if, d'Engie, de partenaires agricoles et de la communauté de communes de Vallées et Châteaux.*

### 3 Le SDESM a-t-il d'autres projets de SEM sur la thématique des EnR ?

*Comme d'autres syndicats, le SDESM créera en 2016 une SEM généraliste dans la production d'énergie d'origine renouvelable. Différents projets sont à l'étude : la réalisation d'une unité de bioGNV, le développement éolien ou la valorisation des toitures des bâtiments communaux avec la pose de panneaux photovoltaïques.*

Observatoires régionaux de l'environnement et de l'énergie

Associations de promotion des énergies renouvelables

Agences régionales de l'environnement et de l'énergie

Pôles de compétitivité, clusters d'entreprises

Objectifs et programmes régionaux

SEM Sociétés d'économie mixte ayant des actifs EnR

## Languedoc-Roussillon Midi-Pyrénées

**Observatoire régional de l'énergie**
*laregion.fr/actualite_crlr/184/67-environnement.htm*
Tendances régionales en matière de consommation d'énergie et d'émission de gaz à effet de serre, ainsi que les évolutions économiques et sociales liées au contexte énergétique. Outil partenarial, il associe l'ensemble des acteurs de l'énergie et les pouvoirs publics concernés.

**Pôle de compétitivité Derbi (Développement des énergies renouvelables dans le bâtiment et l'industrie)**
*pole-derbi.com*
Développer, au niveau régional, national et international, l'innovation, la recherche, la formation, le transfert de technologie, le développement et la création d'entreprises dans le domaine des énergies renouvelables appliquées au bâtiment et à l'industrie.

**Oremip (Observatoire régional de l'énergie en Midi-Pyrénées)**
*oremip.fr*
Observation de la situation énergétique régionale, concertation entre les acteurs régionaux de l'énergie et de la communication, accompagnement des politiques énergétiques régionales.

**Arpe Midi-Pyrénées, Agence régionale du développement durable**
*arpe-mip.com*
L'objectif de l'Arpe est de contribuer à la généralisation du développement durable dans la région Midi-Pyrénées.

## Nord-Pas-de-Calais Picardie

**CERDD (Centre ressource du développement durable)**
*cerdd.org*
Groupement d'intérêt public (GIP). Mission d'information sur le développement durable et les initiatives de collectivités, acteurs privés, associatifs ou particuliers.

**Dunkerque Promotion**
*dunkerquepromotion.org*
Cette agence de développement économique accompagne des porteurs de projet d'implantation (dont ceux du secteur des énergies marines renouvelables) et promeut les compétences industrielles régionales. L'agence a réalisé en 2012 un guide des compétences et savoir-faire industriels et logistiques de la région.

**CCI Littoral Normand-Picard**
*littoral-normand-picard.cci.fr*
Pépinière d'entreprises entièrement dédiées aux énergies renouvelables.

**Réseau éolien Picardie-Somme**
*picardie.fr ou somme-ecoactivites.fr*
La région Picardie et le département de la Somme accompagnent le développement des éco-activités et structurent la filière de l'éolien en lien avec un tissu industriel mobilisé.

*Observatoires régionaux de l'environnement et de l'énergie*

*Associations de promotion des énergies renouvelables*

*Agences régionales de l'environnement et de l'énergie*

*Pôles de compétitivité, clusters d'entreprises*

*Objectifs et programmes régionaux*

SEM *Sociétés d'économie mixte ayant des actifs EnR*

## Normandie

**Observatoire climat, énergies de Basse-Normandie**
*biomasse-normandie.org*
Suivi de l'évolution du nombre d'installations et leur localisation, et établissement des indicateurs techniques, économiques et environnementaux.

**CCI Littoral Normand-Picard**
*littoral-normand-picard.cci.fr*
Pépinière d'entreprises entièrement dédiées aux énergies renouvelables.

**Observatoire climat, énergies de Haute-Normandie (OCE)**
*climatenergies.hautenormandie.fr/ACCUEIL/OBSERVATOIRE-CLIMAT-ENERGIES*
Suivi de l'évolution des facteurs énergétiques et climatiques, lancement d'une dynamique partenariale territoriale, et accompagnement des politiques régionales et locales.

**Agence régionale de l'environnement de Haute-Normandie (Arehn)**
*arehn.asso.fr*
Initiative du conseil régional pour la promotion du développement durable via l'information et la sensibilisation du public, également outil privilégié de dialogue entre tous ces acteurs.

**CCI Littoral Normand-Picard**
*littoral-normand-picard.cci.fr*
Pépinière d'entreprises entièrement dédiées aux énergies renouvelables.

## Pays de la Loire

**Site de la DREAL des Pays de la Loire (Observatoire de l'énergie)**
*pays-de-la-loire.developpement-durable.gouv.fr/observatoire-de-l-energie-r270.html*

**S2E2 Smart Electricity Cluster**
*s2e2.fr*
Pôle de compétitivité rassemblant des entreprises, des centres de recherche et des établissements de formation intervenant dans les domaines des technologies de l'énergie électrique et des smart grids au service de la gestion de l'énergie. Ce pôle a été réalisé en commun avec les régions Pays de la Loire, Centre et Limousin.

SEM **Vendée Énergie**
*sydev-vendee.fr*
La société d'économie mixte créée en 2012 par le Syndicat départemental d'énergie et d'équipement de la Vendée (SyDEV).

# 3 QUESTIONS
## de l'Observatoire des énergies renouvelables

à **Olivier Loizeau,**
directeur général
de Vendée Énergie

### 1 Pourquoi une société d'économie mixte de production d'énergie pour le territoire vendéen ?

*Si les objectifs de développement des EnR sont définis en France au niveau national (lois Grenelle et TEPCV), la mise en place des moyens de production est largement déléguée au niveau local, avec une forte implication des collectivités territoriales à la fois pour promouvoir ces nouvelles énergies et pour montrer l'exemple. C'est à ce titre que les élus du Syndicat départemental d'énergie et d'équipement de la Vendée (le SyDEV) ont décidé de créer, en septembre 2012, la SEM Vendée Énergie, en lieu et place d'une régie d'électricité (la REVe) créée dix ans plus tôt pour développer l'éolien terrestre sur le département. Aujourd'hui, Vendée Énergie est l'un des tout premiers producteurs locaux d'énergie renouvelable en France dont la gouvernance soit assurée à 90 % par des collectivités locales.*

### 2 Quels sont aujourd'hui les actifs EnR de la SEM Vendée Énergie ?

*Avec un chiffre d'affaires de 10,5 millions d'euros (11,7 millions d'euros consolidés), Vendée Énergie est propriétaire de 6 parcs éoliens (50 MW), 50 centrales photovoltaïques sur toitures (3,2 MWc) et 1 centrale photovoltaïque au sol (1,6 MWc). Ces installations alimentent déjà plus de 40 000 foyers vendéens en électricité chaque année et représentent 25 % de la production d'électricité d'origine renouvelable raccordée au réseau vendéen. Avec la mise en service, au printemps 2016, de sa 2e centrale photovoltaïque au sol (5,2 MWc) et de quatre nouvelles en 2017 (18,2 MWc), Vendée Énergie verra sa puissance photovoltaïque multipliée par cinq en deux ans, en revalorisant plus de 70 ha d'anciens centres d'enfouissement technique (CET) de déchets ménagers.*

### 3 Quel est le bilan en matière d'énergie renouvelable pour le territoire vendéen depuis la création de la régie puis de la SEM ?

*En 2000, lorsque les collectivités vendéennes, à travers le SyDEV et sa régie, ont décidé de montrer l'exemple en étant pro-*

*Observatoires régionaux de l'environnement et de l'énergie*

*Associations de promotion des énergies renouvelables*

*Agences régionales de l'environnement et de l'énergie*

*Pôles de compétitivité, clusters d'entreprises*

*Objectifs et programmes régionaux*

SEM *Sociétés d'économie mixte ayant des actifs EnR*

*ductrices d'électricité renouvelable avec l'éolien terrestre, toute la consommation électrique de la Vendée était produite en dehors du département par des centrales thermiques (gaz et fioul) ou nucléaires. Aujourd'hui, 10 % de la consommation électrique annuelle du département est produite sur le territoire par des EnR (3 % par le photovoltaïque et 7 % par l'éolien), lorsque la moyenne nationale pour ces deux énergies approche des 5 %. Ces bons résultats nous ont amenés tout naturellement dès 2010 à étudier une gestion intelligente des réseaux de distribution d'électricité, à l'image du projet Smart Grid Vendée, pour optimiser en temps réel la consommation et la production d'électricité. Aujourd'hui, nous étudions de nouveaux moyens de stockage de l'énergie, par exemple avec le vecteur hydrogène.*

SEM **Anjou Énergies Renouvelables (SEM AER)**

*sieml.fr*

Société d'économie mixte créée en 2010 par le Syndicat intercommunal d'énergies de Maine-et-Loire (SIEML).

## *Provence-Alpes-Côte d'Azur*

**Observatoire régional de l'énergie (ORE)**

*ore.regionpaca.fr*

Bilan énergétique régional (tableau de bord), réalisation d'études spécifiques, soutien aux structures (collectivités, bureaux d'études, associations…), à la recherche de données statistiques sur l'énergie en région Provence-Alpes-Côte d'Azur.

**Agence régionale pour l'environnement Provence-Alpes-Côte d'Azur (ARPE PACA)**

*arpe-paca.org*

Initiation et accompagnement au montage de projet environnement, étude et validation de nouveaux procédés d'intervention pour sensibiliser, informer et animer.

**Pôle de compétitivité Mer PACA**

*polemerpaca.com*

Le pôle Mer entend établir en région Provence-Alpes-Côte d'Azur un pôle d'excellence pour les entreprises et les centres de recherche et de formation de ces secteurs, avec tout le Bassin méditerranéen comme territoire d'expérimentation.

**Pôle de compétitivité Capenergies**

*capenergies.fr*

Regroupe plus de 400 acteurs présents en PACA, en Corse, à Monaco ainsi que sur les îles de la Guadeloupe et de la Réunion, représentant l'ensemble de la palette des énergies concernées, des PME-PMI et TPE aux grands groupes industriels en passant par les laboratoires et organismes de recherche ainsi que les centres de formation.

*Observatoires régionaux de l'environnement et de l'énergie*
*Associations de promotion des énergies renouvelables*
*Agences régionales de l'environnement et de l'énergie*
*Pôles de compétitivité, clusters d'entreprises*
*Objectifs et programmes régionaux*
SEM *Sociétés d'économie mixte ayant des actifs EnR*

**Hydro 21**
*hydro21.org*
Association de promotion du potentiel et des compétences de la région grenobloise en hydraulique et hydroélectricité. Hydro 21 regroupe bureaux d'études, écoles d'ingénieurs, laboratoires universitaires et laboratoires privés ou centres de recherche.

SEM **SEM SEVE (Soleil, Eau, Vent, Énergie)**
*puysaintandre.fr*
Société d'économie mixte créée en 2011 par la commune de Puy-Saint-André (Hautes-Alpes).

## GUADELOUPE

**Politique énergétique en région Guadeloupe**
*guadeloupe-energie.gp*

## GUYANE

**Generg (Groupement des entreprises en énergies renouvelables de Guyane)**
*aquaa.fr/GENERG.html*
Regroupement d'entreprises œuvrant dans le secteur des énergies renouvelables. Promotion des entreprises, des techniques et des productions de ses membres, mettant en application les énergies renouvelables et la maîtrise de l'énergie en Guyane.

## MAYOTTE

**Ome (Observatoire mahorais de l'énergie)**
*Pas de site Internet*

## RÉUNION

**Arer (Agence régionale de l'énergie Réunion)**
*arer.org*
Site d'information à destination du grand public et des entreprises sur l'énergie à la Réunion. Des informations sur le niveau de développement des énergies renouvelables sont disponibles sur le site.

**Temergie (Technologies des énergies maîtrisées, énergies renouvelables et gestion isolée de l'énergie de la Réunion)**
*temergie.com*
Groupement d'entreprises, de laboratoires de recherche, d'organismes de formation, d'associations et de collectivités en faveur de l'émergence de projets collaboratifs d'innovation.

# DÉCOUVREZ LES **3 NOUVEAUX JOURNAUX** DE L'OBSERVATOIRE DES ÉNERGIES RENOUVELABLES

## LE JOURNAL DES ÉNERGIES RENOUVELABLES

**5 numéros par an**
**+ 40 numéros L'Actu EnR**
(newsletter hebdomadaire dédiée aux EnR)

www.journal-enr.org

## LE JOURNAL DU PHOTOVOLTAÏQUE
RÉSEAU & AUTOCONSOMMATION

**5 numéros par an**
**+ 40 numéros L'Actu Photovoltaïque**
(newsletter hebdomadaire dédiée au photovoltaïque)

www.journal-photovoltaique.org

## LE JOURNAL DE L'ÉOLIEN
ONSHORE & OFFSHORE

**5 numéros par an**
**+ 40 numéros L'Actu Éolien**
(newsletter hebdomadaire dédiée à l'éolien)

www.journal-eolien.org

**ORGANISMES**

- Ademe (Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie)
- AFIEG (Association française indépendante de l'électricité et du gaz)
- AFPG (Association française des professionnels de la géothermie)
- ATEE Club Biogaz
- AMORCE (Association nationale des collectivités, des associations et des entreprises pour la gestion des déchets, de l'énergie et des réseaux de chaleur)
- Baromètres EurObserv'ER
- BPIfrance
- BRGM (Bureau de recherches géologiques et minières)
- CEWEP (Confederation of European Waste-to-Energy Plants)
- CIBE (Comité interprofessionnel du bois-énergie)
- CNIID (Centre national d'information indépendante sur les déchets)
- CRE (Commission de régulation de l'énergie)
- Cythelia
- DCNS (Direction des chantiers navals)
- Le réseau des DREAL (Directions régionales de l'environnement, de l'aménagement et du logement)
- ERDF (Électricité Réseau Distribution France)
- EDF SEI (Électricité de France Système électrique insulaire)
- ENERPLAN (Syndicat des professionnels de l'énergie solaire)
- ÉS Géothermie (Électricité de Strasbourg Géothermie)
- ESHA (Europea Small Hydropower Association)
- ESTELA SOLAR (European Solar Thermal Electricity Association)
- EWEA (European Wind Energy Association)
- La FEE (France Énergie Éolienne)
- France Énergies Marines
- France Hydroélectricité
- France Territoire solaire
- Hespul
- Ifremer (l'Institut français de recherche pour l'exploitation de la mer)
- Ministère de l'Économie, de l'Industrie et du Numérique
- Ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie
- Observ'ER – *Le Journal de l'Éolien*
- Observ'ER – *Le Journal du Photovoltaïque*



# LISTE DES SOURCES UTILISÉES

**Observ'ER**
Le Baromètre 2015
des énergies renouvelables
électriques en France

# SOURCES UTILISÉES

- Observ'ER – *Systèmes Solaires – Le Journal des Énergies Renouvelables*
- Qualit'EnR
- RAEE (Rhône-Alpes Énergie Environnement – Agence régionale de l'énergie et de l'environnement en Rhône-Alpes)
- RTE (Réseau Transport Électricité)
- SER (Syndicat des énergies renouvelables)
- SER France Biomasse Énergie (la branche biomasse du SER)
- SNCU Syndicat national du chauffage urbain
- SOeS (Service de l'observation et des statistiques)
- Solagroô
- SVDU (Syndicat national du traitement et de la valorisation des déchets urbains)
- UFE (Union française de l'électricité)

## Sites Internet

- ademe.fr
- actu-environnement.com
- afpg.asso.fr
- arer.org
- alstom.com/power/renewables/hydro
- amorce.asso.fr
- biogaz.atee.fr
- biogazvallee.eu
- bpifrance.fr
- brgm.fr
- cewep.eu
- cibe.fr
- cluster-maritime.fr
- cniid.org
- cnr.tm.fr
- cogenerationbiomasserhonealpes.org
- cre.fr
- cythelia.fr
- dcnsgroup.com
- developpement-durable.gouv.fr
- ec-nantes.fr/version-francaise/recherche/sem-rev
- economie.gouv.fr
- enerplan.asso.fr
- energiesdelamer.blogspot.com
- energie-plus.com
- energies-renouvelables.org
- enr.fr
- erdfdistribution.fr
- esha.be
- eurobserv-er.org
- ewea.org
- fee.asso.fr
- france-energies-marines.org
- france-hydro-electricité.fr
- france.edf.com
- geothermie-perspectives.fr
- geothermie-soultz.fr
- greenunivers.com
- iea-pvps.org
- ifremer.fr
- injectionbiomethane.fr
- observatoire-energie-photovoltaique.com
- openhydro.com
- photovoltaique.info
- pole-mer-bretagne.com
- polemerpaca.com
- promes.cnrs.fr
- rte-france.com
- sei.edf.com
- shem.fr
- solagro.org
- statistiques.developpement-durable.gouv.fr
- streammap.esha.be
- ufe-electricite.fr

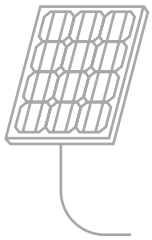
# SOURCES UTILISÉES

## Publications


- Publication mensuelle *La Lettre du Solaire*, Cythelia, 2014
- *Tableau de bord éolien-photovoltaïque,* CGDD, troisième trimestre 2015
- *Panorama de l'électricité renouvelable au 30 juin 2015,* RTE, SER, ERDF, ADEeF, 2015
- *Maîtrise de l'énergie et développement des énergies renouvelables : État des lieux des marchés et des emplois,* Ademe, 2014
- *Annuaire des fabricants et fournisseurs de l'industrie éolienne 2012–2013*, SER, 2012
- *Annuaire de la filière française du bois-énergie et des biocombustibles solides, secteurs collectif, tertiaire et industriel 2013-2014*, SER, 2013
- *Annuaire des fabricants et fournisseurs de l'industrie photovoltaïque 2011*, SER, 2014
- *Annuaire de la filière française du solaire thermodynamique 2011*, SER, 2011
- *Annuaire des fabricants et fournisseurs de la filière hydroélectrique française 2013–2014*, SER, 2013
- *Annuaire de la filière française de la géothermie 2012-2013*, SER, 2013
- *Feuille de route pour l'éolien en mer, 15 000 MW en 2030,* SER, 2013
- *Observatoire de l'énergie photovoltaïque en France*, France Territoire Solaire, 2015
- *Énergies marines renouvelables – Étude méthodologique des impacts environnementaux et socio-économiques,* MEDDE, 2012
- *Les Marchés export de la production d'électricité géothermique,* Ademe, 2013
- *Le Savoir-faire français dans le domaine de la géothermie,* Ademe, 2013
- *Observatoire de l'éolien, Analyse du marché et des emplois éoliens en France*, FEE – BearingPoint, 2015
- *Les Énergies renouvelables marines Synthèse d'une étude prospective à l'horizon 2030* – Ifremer, 2011
- *Étude sur le potentiel du stockage d'énergies,* DGCI – ATEE – Ademe, 2013
- *Programmation pluriannuelle de l'énergie – Premières orientations et actions 2016-2023,* ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie, 2015
- *L'état des lieux de la filière biogaz en France,* ATEE Club Biogaz – E-CUBE Strategy Consultant, 2015
- *Évaluation de l'impact économique de la filière hydroélectrique française,* Le BIPE, 2013
- *Photovoltaics Report,* Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE, 2015
- *Biométhane, et votre territoire devient source d'énergie,* GRDF, 2013
- *Montage de projet de méthanisation – Recueil de recommandations et retours d'expérience,* Agence régionale de l'énergie Rhône-Alpes – Ademe, décembre 2015

*Ce document est téléchargeable au format PDF sur :*

- *www.energies-renouvelables.org*
- *www.fnccr.asso.fr*



# RENSEIGNEMENTS ET INFORMATIONS

Pour de plus amples renseignements sur le Baromètre des énergies renouvelables électriques en France, veuillez contacter :


**Diane Lescot ou Frédéric Tuillé**

**OBSERV'ER**
146, rue de l'Université
75007 Paris

**TÉL.**
+ 33 (0) 1 44 18 00 80

**FAX**
+ 33 (0) 1 44 18 00 36

**E-MAIL**
observ.er@energies-renouvelables.org

**INTERNET**
www.energies-renouvelables.org

**Observ'ER**
146, rue de l'Université
75007 Paris
Tél. : +33 (0)1 44 18 00 80
www.energies-renouvelables.org