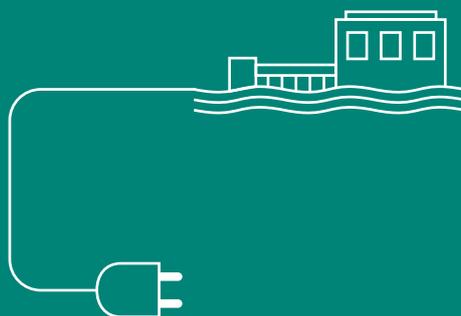


15^e édition



LE BAROMÈTRE 2024 DE L'ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE 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



Directrice de la publication : Diane Lescot

Rédacteurs : Géraldine Houot, Kathia Terzi et Frédéric Tuillé, responsable des études

Responsable des produits éditoriaux : Romain David

Secrétaire de rédaction : Charlotte de L'escale

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 ni celle de l'Ademe. Celles-ci ne sont pas responsables de l'usage qui pourrait être fait des informations qui y figurent.

**Un ouvrage réalisé
en partenariat avec
la FNCCR et l'Ademe.**



AVANT-PROPOS	4
ÉDITO	5
ÉOLIEN	8
PHOTOVOLTAÏQUE	20
HYDROÉLECTRICITÉ	34
BIOMASSE	47
BIOGAZ	59
DÉCHETS URBAINS RENOUVELABLES	70
GÉOTHERMIE	80
ÉNERGIES MARINES RENOUVELABLES	89
SYNTHÈSE	101
DOSSIER DU BAROMÈTRE : LE REPOWERING ÉOLIEN, UN GÉANT EN SOMMEIL	117
PANORAMA RÉGIONAL DES FILIÈRES RENOUVELABLES ÉLECTRIQUES EN FRANCE	126
LES RÉGIONS À LA LOUPE	135
LEXIQUE ET SOURCES	154



SOMMAIRE

Observ'ER

Le baromètre 2024
de l'électricité renouvelable
en France

Pour la quinzième année, **Observ'ER** réalise son « **Baromètre de l'électricité renouvelable en France** ». **Toutes les filières renouvelables de production électrique sont analysées à travers un ensemble d'informations et d'indicateurs énergétiques, socio-économiques et industriels.**

Ce baromètre propose une lecture dynamique des derniers développements de chacun des secteurs étudiés, à la lumière des points d'actualité les plus récents. L'ensemble de ces éléments constitue un panorama complet de l'état de structuration des secteurs électriques renouvelables en France. Ce baromètre est disponible au 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 puissances installées et de production par région sont issus des données du SDES (Service de la donnée et des études statistiques), de l'Observatoire data réseau énergie (Odré) pour la partie France continentale. Pour les départements et régions d'outre-mer, les données proviennent des observatoires régionaux de l'environnement ainsi que des bilans électriques d'EDF.

Les indicateurs socio-économiques d'emploi et de chiffre d'affaires sont issus de l'étude diffusée par l'Ademe en 2024 : « Marchés et emplois concourant à la transition énergétique dans le secteur des énergies renouvelables et de récupération ». Ces chiffres sont des données provisoires sur la situation des filières en 2023. Pour l'éolien, les chiffres d'emploi sont issus de l'Observatoire de l'éolien 2024, France Renouvelables – Capgemini Invent. Pour les énergies marines, les chiffres d'emploi et d'activité sont issus de l'étude « Les énergies de la mer » diffusée en juin 2024 par l'Observatoire des énergies de la mer.

Les indicateurs repris dans cette publication peuvent être soumis à des consolidations par les organismes qui les élaborent et les diffusent ; ils peuvent donc être corrigés a posteriori.

4

AVANT-PROPOS

Observ'ER

Le baromètre 2024
de l'électricité renouvelable
en France



Xavier Pintat

Président de la
FNCCR – Territoire
d'énergie

Le développement des énergies renouvelables électriques est au cœur des préoccupations des acteurs de la transition, les collectivités en premier lieu. Les résultats de cette édition 2024 du baromètre reflètent à la fois les progrès accomplis et les défis qui nous attendent pour atteindre les objectifs climatiques et énergétiques.

La FNCCR, aux côtés de ses partenaires, reste très attentive à la structuration des filières d'avenir, notamment dans le domaine des gaz renouvelables. L'hydrogène, les gaz verts et le BioGNV illustrent une transition énergétique plurielle, appuyée sur des solutions innovantes. Dans le cadre du mix énergétique, ces filières apporteront des réponses aux besoins de décarbonation et de résilience des territoires.

Les solutions pour la résilience sont essentielles alors que les collectivités et les habitants font face à des crises climatiques et technologiques d'ampleur et de fréquence croissante. Les tempêtes, cyclones, incendies et autres intempéries touchent la France hexagonale, les territoires ultramarins et soulignent la nécessité d'un approvisionnement énergétique fiable, local et durable. En réponse à ces défis, les énergies renouvelables et les dispositifs de stockage en devenir constituent des solutions adaptées pour renforcer la sécurité et la continuité de nos services publics essentiels.

Cette dynamique s'inscrit dans les grandes orientations nationales, telles que la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) et la stratégie nationale bas carbone



ÉDITO

Observ'ER

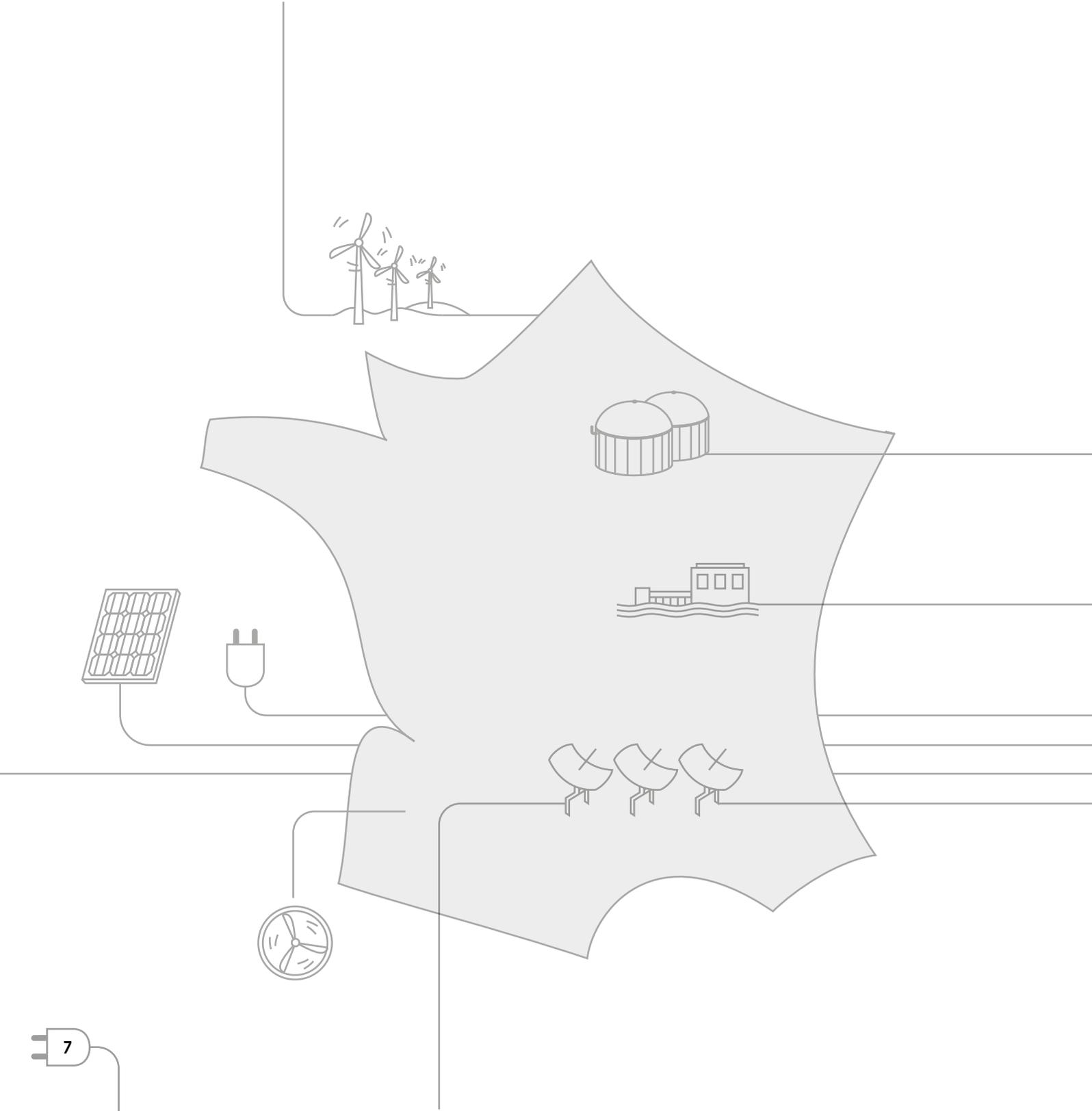
Le baromètre 2024
de l'électricité renouvelable
en France

(SNBC) ou encore la préparation en cours du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (Turpe 7) sur la période 2025-2028, qui vise à encourager les politiques volontaristes en matière de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables et l'amélioration de la résilience des réseaux. Qu'il s'agisse d'autoconsommation collective ou de grandes installations, des réalisations innovantes témoignent d'une territorialisation accélérée de la production d'énergies renouvelables. Les zones d'accélération prévues par la loi, les innovations technologiques et les efforts conjoints des acteurs publics et privés sont autant de leviers pour réussir cette transformation. Le baromètre 2024 nous montre que nous sommes sur cette trajectoire. La réussite de cette transition repose sur notre capacité collective à conjuguer innovation, concertation et action. La FNCCR et ses adhérents portent une transition énergétique locale, décarbonée et solidaire. ●



Observ'ER

Le baromètre 2024
de l'électricité renouvelable
en France



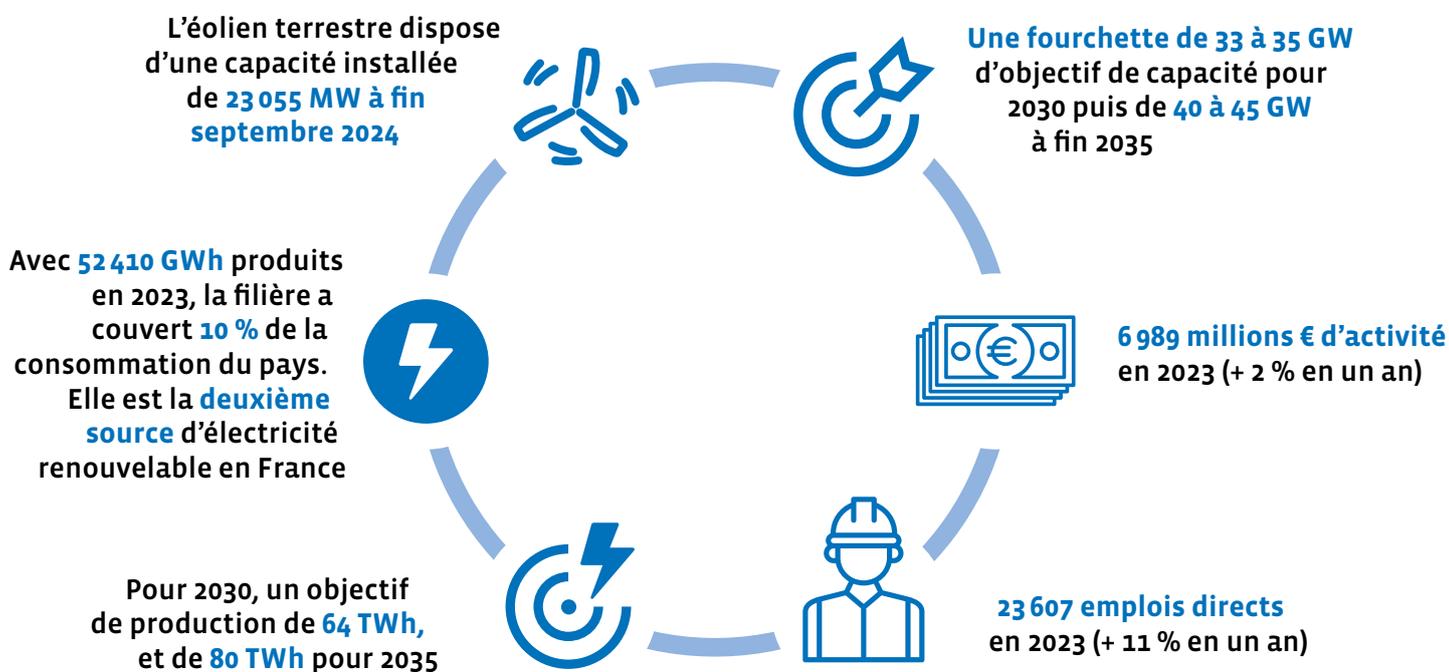
LES FILIÈRES RENOUVELABLES

Observ'ER

Le baromètre 2024
de l'électricité renouvelable
en France



ÉOLIEN TERRESTRE



L'éolien terrestre français poursuit son développement avec les mêmes contraintes et limites que les années passées. L'accélération longtemps espérée par le secteur n'est pas encore à l'ordre du jour mais il n'en demeure pas moins un des piliers de la transition énergétique du pays.

ÉOLIEN

LE DÉVELOPPEMENT DE CAPACITÉS INSTALLÉES TOUJOURS SOUS LE PLAFOND DE VERRE

Selon les chiffres du ministère de l'Environnement, la filière éolien terrestre a installé 1,1 GW de puissance en 2023, contre 2 GW en 2022, qui était le meilleur millésime du secteur. Avec un parc de 22 118 MW à fin

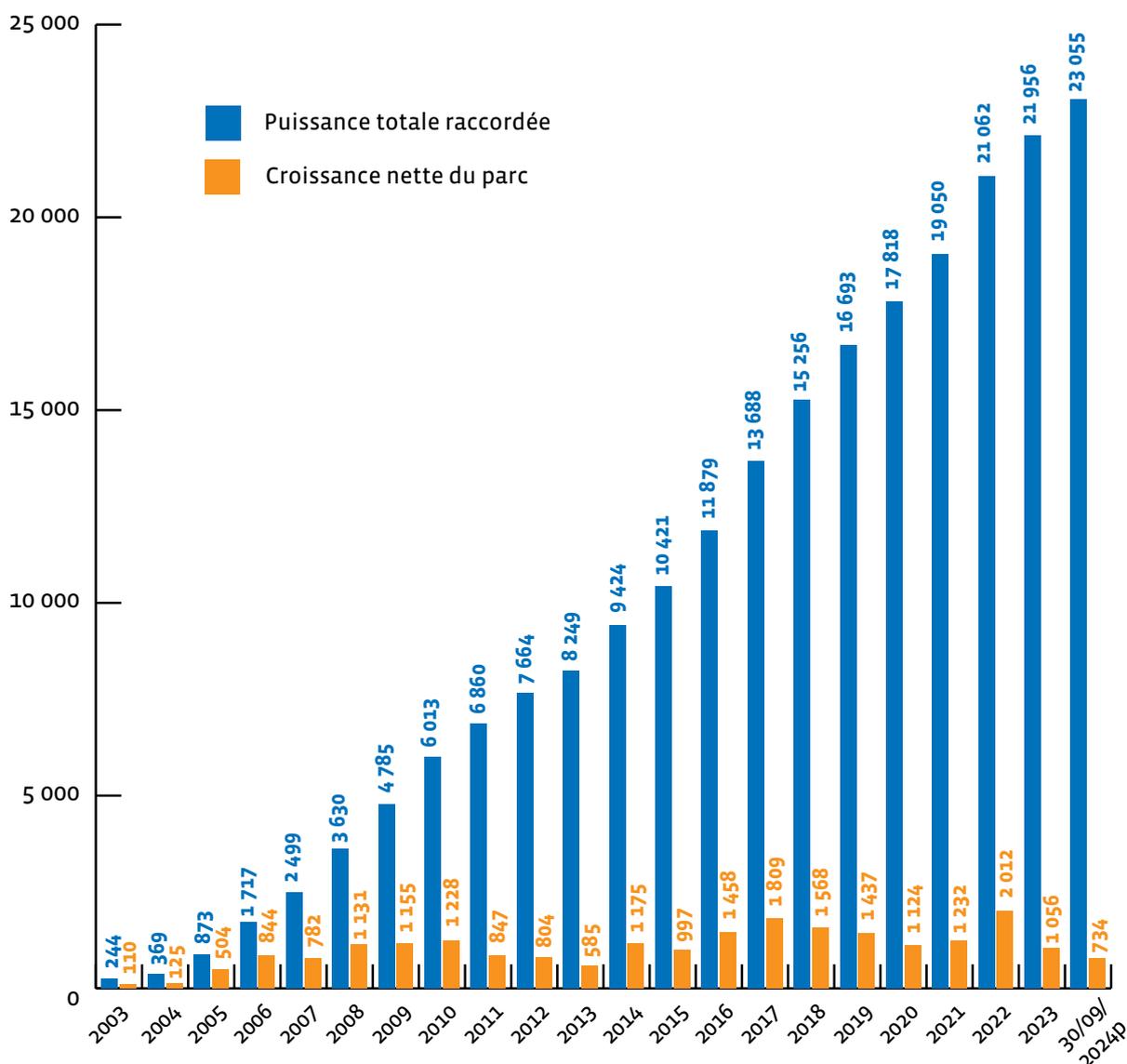
2023, la filière a raté son objectif de la programmation pluriannuelle de l'énergie de 2016 (PPE2) pour cette échéance, qui était fixé à 24,1 GW. Un retard cependant entériné par la nouvelle proposition de PPE qui a décalé de deux ans la trajectoire souhaitée pour la filière (voir encadré).



Graphique n°1

Évolution de la puissance éolienne raccordée en France en MW

Source : SDES, 2024. - p : provisoire.



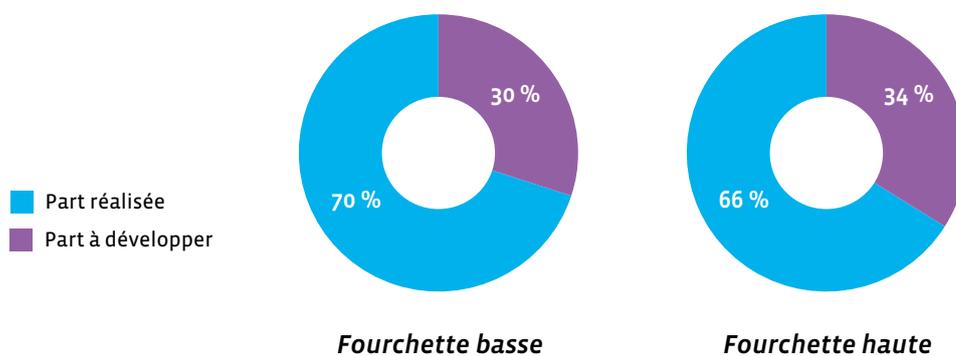
Observ'ER

Le baromètre 2024
de l'électricité renouvelable
en France

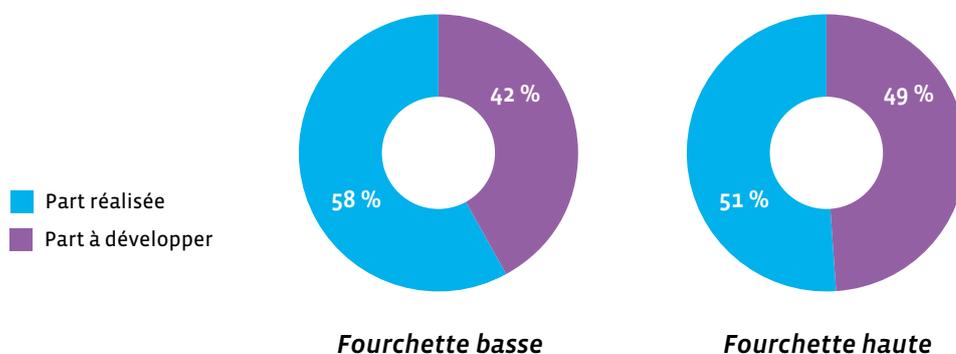
Des objectifs à la portée de la filière pour la prochaine PPE?

La nouvelle programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), en consultation depuis novembre 2024, fixe la nouvelle feuille de route pour l'éolien terrestre à l'horizon 2030 et 2035. Le gouvernement vise un parc éolien terrestre de 33 à 35 GW d'ici 2030, puis de 40 à 45 GW en 2035. Ces chiffres sont en retrait de deux ans par rapport à la précédente PPE puisque celle-ci ambitionnait un parc compris entre 33,2 et 34,7 GW à fin 2028. Le gouvernement a donc décidé de revoir sa feuille de route sur la progression effective de la filière plutôt que de chercher à la redynamiser. L'atteinte des nouvelles cibles nécessite de maintenir un rythme de déploiement de 1,5 GW/an, ce qui représente un niveau légèrement supérieur à la croissance moyenne observée au cours des dernières années (1,4 GW entre 2018 et 2023). Par ailleurs, le repowering a été mentionné dans le texte de la PPE3, preuve que cette pratique a été identifiée comme un levier de développement pour la filière. Au niveau de la production, le développement attendu est corrélé à celui de la puissance avec 64 TWh visés en 2030, puis 80 TWh en 2035. Avec un parc de 23 GW installé à fin septembre 2024, la filière avait atteint entre 70 et 66 % des objectifs de 2030 et entre 58 et 51 % des objectifs à 2035 (selon la fourchette basse ou haute).

Progression vers les objectifs à fin 2030



Progression vers les objectifs à fin 2035



Pour 2024, les trois premiers trimestres ne sont pas bons car ils indiquent une nouvelle perte de vitesse. Au cours des trois premiers trimestres, 734 MW de nouvelles capacités ont été raccordés en France, soit environ 27 % de moins qu'à la même période pour

l'année précédente. À fin septembre 2024, la puissance totale du parc éolien terrestre serait de 23 055 MW. Le secteur poursuit donc son développement à un rythme trop modéré qui a très rarement dépassé la barre du 1,5 GW



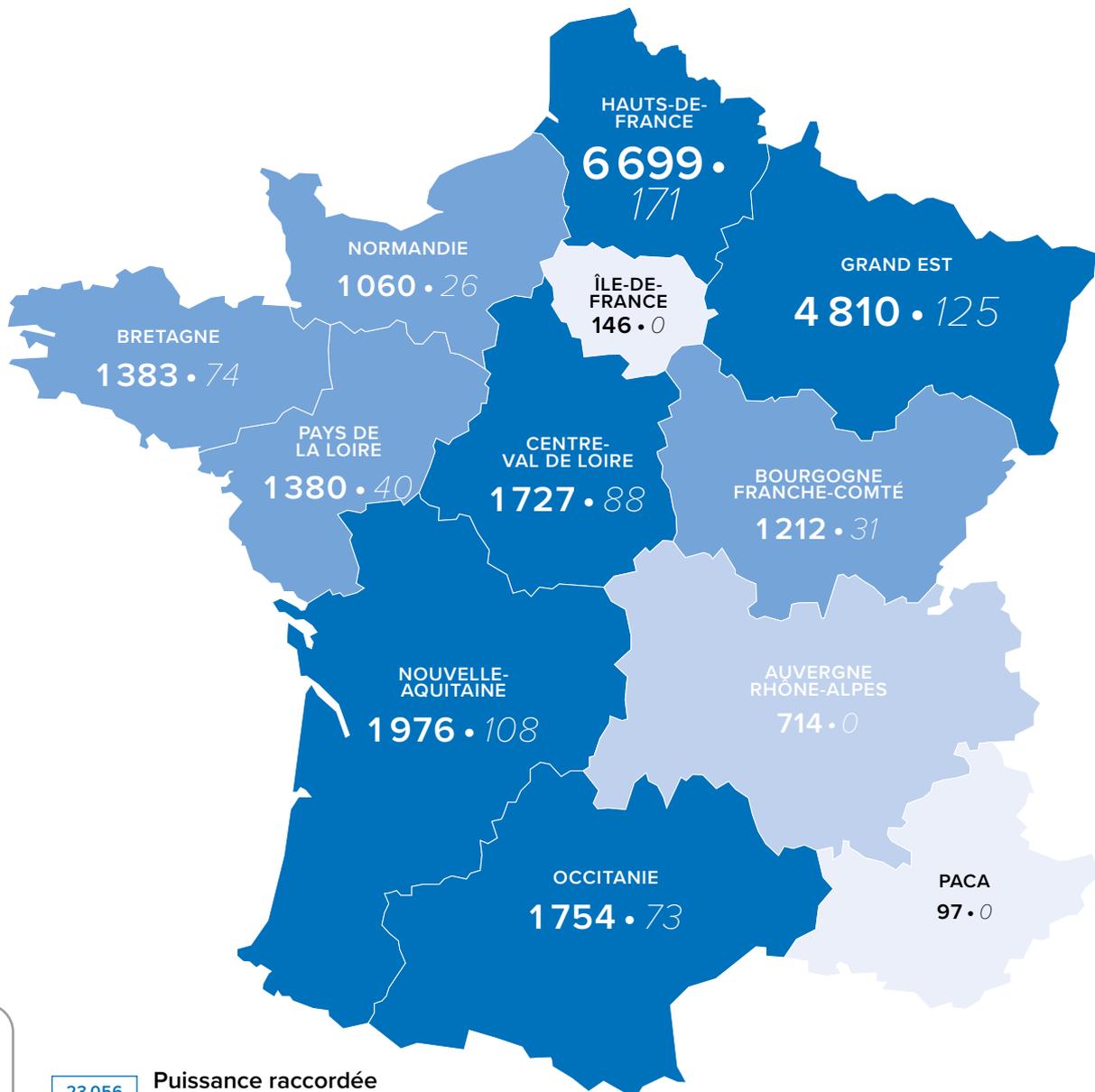
Une industrie européenne déjà très dépendante de la Chine

L'ombre de l'industrie éolienne chinoise ne cesse de s'étendre sur l'Europe. Porté par un marché intérieur titanesque (75,7 GW de puissance raccordée rien qu'en 2023, terrestre et en mer), le secteur chinois de l'éolien a rattrapé le retard qu'il avait il y a une décennie sur les entreprises européennes ou étasuniennes jusqu'à devenir un leader technologique du domaine, repoussant notamment régulièrement les limites de la puissance unitaire des machines. Cependant, si les éoliennes chinoises sont encore rares dans les parcs français ou européen, la dépendance de l'industrie européenne vis-à-vis de son homologue asiatique est déjà une très large réalité. Un rapport remis à la Commission européenne à l'automne 2024 et dirigé par Mario Draghi, l'ancien président de la Banque centrale européenne, dresse le constat alarmant du déficit commercial de l'Europe envers la Chine sur le secteur des énergies renouvelables, et la situation de l'éolien est alarmante. Si les entreprises européennes détiennent environ 15 % des parts de marché de la fabrication des pâles d'éoliennes, 17 % de celles des nacelles et entre 20 et 40 % pour ce qui est des mâts, la Chine affiche, quant à elle, des parts de 61 à 84 % pour les pâles, de 62 à 73 % pour les nacelles et environ 54 % pour les mâts. Ainsi, la majorité des éoliennes assemblées et installées en Europe utilise des pièces produites en Chine. L'une des principales forces de l'industrie chinoise réside dans le niveau de subventions publiques en direction des technologies vertes, qui est deux fois plus important qu'en Europe en parts de PIB. Dans ce contexte, l'Union européenne craint donc que le scénario du marché photovoltaïque ne se reproduise avec à terme une mainmise de la Chine sur le marché mondial et la fermeture massive de sites en Europe. En réaction, le rapport Draghi préconise deux axes principaux. Le premier est de continuer à soutenir l'innovation dans les secteurs des énergies vertes et notamment dans l'éolien. Le second levier serait de faciliter les procédures d'autorisation des projets et de réduire les délais d'installation. Une piste serait d'envisager l'autorisation de plusieurs projets à la fois, par zone, et d'en exiger les études d'impact et évaluations environnementales non plus pour chaque projet mais pour chaque zone de projets. L'approche globale proposée serait non pas de fermer les portes aux équipements chinois mais plutôt de maintenir le niveau de dépendance dans des proportions acceptables. L'analyse est très pragmatique sur ce point, puisque le rapport évalue à 119 milliards d'euros le montant des investissements nécessaires à engager d'ici à 2030 si l'Europe souhaite subvenir elle-même à ses besoins industriels sur les technologies vertes, contre 52 milliards avec le même niveau de dépendance économique.

Carte n°1

Cartographie de la filière éolienne terrestre en France*

Source: SDES, 2024. * Chiffres provisoires.



23 056 Puissance raccordée à fin septembre 2024 (en MW):

- < 500 MW
- 500 - 1000 MW
- 1000 - 1500 MW
- > 1500 MW

734 Puissance raccordée depuis le début de l'année 2024 en MW



Observ'ER

Le baromètre 2024 de l'électricité renouvelable en France

annuel supplémentaire. Il est à noter que la France occupe néanmoins la troisième marche du podium européen de l'éolien terrestre. Selon les chiffres d'EurObserv'ER, le parc français se situait derrière celui de l'Allemagne, qui comptait 69,5 GW d'éolien installés fin 2023 (dont 8,5 GW d'offshore), et celui de l'Espagne, avec ses 30,8 GW. En termes de production d'énergie, la filière a généré en 2023, 52 410 GWh d'électricité (soit 10 % de la consommation électrique française), contre 37 356 GWh en 2022, soit une hausse de 35 %. Une amélioration notamment aidée par une année 2023 particulièrement ventée. L'éolien terrestre reste la deuxième source d'électricité renouvelable en France en 2023, derrière l'hydraulique (56 453 GWh).

DES ZONES D'ACCÉLÉRATION QUI N'ACCÉLÈRENT PAS ENCORE

En France, le développement de la filière éolien terrestre reste entravé par un cadre rigide. Les différentes contraintes réglementaires liées à l'implantation des parcs (distance minimale de 500 mètres entre une éolienne et les habitations, limites sur les hauteurs des machines découlant des servitudes liées aux radars militaires, aéronautiques et météorologiques) réduisent le foncier disponible pour les projets. Au final, on estime que la filière éolien dispose de seulement 20 % du territoire français pour se développer. En outre, les procédures administratives afférentes à l'obtention des procédures d'autorisation restent particulièrement lourdes. Avec les sites d'incinération de déchets, la filière est la seule dans le domaine des énergies renouvelables à relever des installations classées pour l'environnement (ICPE), un processus unique en Europe. Les dossiers nécessaires pour obtenir une autorisation de construc-

tion peuvent dépasser 2 000 pages, incluant des études détaillées sur l'environnement, la biodiversité et les paysages. Enfin, les opposants à la filière engagent systématiquement des procédures contre tous les nouveaux projets, une approche en mode « guérilla » qui allonge sensiblement les délais de réalisation des parcs et renchérit leur coût, puisque le délai moyen d'obtention de l'autorisation de construction, purgée de recours, d'un parc éolien terrestre est de sept ans, soit plus du double que dans d'autres pays européens.

La filière se développe donc dans un univers de procédures, certes complexes, mais avec lesquelles les professionnels ont appris à composer au fil des années et qui a permis d'avoir une grande exigence dans le développement des projets. Toutefois, en parallèle à ce cadre posé se sont développées des règles rédigées dans des guides, des chartes de collectivités territoriales ou des services déconcentrés de l'État qui s'inscrivent petit à petit dans la pratique et qui complexifient les choses.

Pour répondre à ces défis, le gouvernement avait adopté en mars 2023 une loi d'accélération des énergies renouvelables qui prévoyait, entre autres, la création de zones d'accélération des énergies renouvelables (Zaer), où les procédures administratives seront allégées et les projets bénéficieront d'une présomption d'intérêt public majeur. Pour l'éolien, l'enjeu est également de viser une diffusion des sites plus équilibrée sur le territoire puisque deux régions (Hauts-de-France et Grand Est) comptent, à elles seules, la moitié de la puissance installée dans le pays. À mi-2024, les chiffres étaient encourageants : 327 000 zones d'accélération avaient été saisies par 6 500 communes, ce qui représentait 17 % des communes, couvrant 110 000 km²,

EN RÉSUMÉ



Quelles évolutions récentes pour l'éolien terrestre ?

- **Un marché qui ne perce pas son plafond de verre.** Les puissances annuelles raccordées auront toujours oscillé entre 1 et 2 GW. Le secteur ne parvient pas à faire bouger les lignes de ses contraintes, une situation qui semble ne pas être appelée à changer à l'avenir.
- **Pas encore d'impact de la loi d'accélération des EnR.** Le mouvement de définition des zones d'accélération prend une réelle ampleur en France mais jusqu'ici l'éolien n'en a pas profité. Elles sont encore peu nombreuses sur le secteur, donc l'affinage de leur réel potentiel (notamment sur les gisements éoliens) reste difficile à réaliser.
- **Reflet des tensions d'approvisionnement et de la conjoncture économique défavorable aux porteurs de projets, les prix retenus par la CRE dans le cadre des appels d'offres PPE2 ont augmenté au fil du temps, et se sont récemment stabilisés autour des 87 €/MWh.**

soit 19 % de la superficie nationale. Sur ces premières zones identifiées, 180 000 ont été proposées à un référent préfectoral et 7 630 arrêtées. Elles ont ensuite dû être passées au crible d'un comité régional de l'énergie (CRE). Cependant, les premières tendances qui se dégagent indiquent que les trois

quarts des Zaer envisagées concernent le photovoltaïque, l'éolien est nettement moins bien loti avec seulement 822 zones qui ont fait l'objet d'une demande d'arrêt préfectoral. Par ailleurs, les CRE, qui sont chargés de vérifier que l'ensemble des Zaer sont cohérentes avec les objectifs nationaux de chaque filière, rencontrent des difficultés dans cette tâche, notamment pour l'éolien, puisqu'il faut également prendre en compte les gisements de vent. Autre difficulté, les premiers travaux des comités régionaux de l'énergie ayant commencé avant que les nouveaux objectifs nationaux soient définis, le risque est grand que leur travail doive être refait une fois que la nouvelle programmation annuelle de l'énergie sera effective.

LES PRIX DES APPELS D'OFFRES COINCÉS SUR UN PLATEAU HAUT

Depuis 2017, le développement du parc éolien terrestre national se fait dans le cadre d'appels d'offres pluriannuels publiés par la CRE (Commission de régulation de l'énergie). Chaque nouvelle tranche d'appels d'offres ouvre une puissance globale ciblée qui doit être atteinte par les dossiers déposés par les développeurs et retenus après leur examen. Régulièrement, la CRE réalise des bilans, et c'est ce qui a été fait en septembre 2024 sous la forme d'un rapport portant sur les appels d'offres PPE2 (2021-2026) pour le photovoltaïque et l'éolien terrestre, dont les candidatures s'étendent entre le second semestre 2021 et la fin 2023. Le document rappelle d'emblée que le déploiement de ces appels d'offres s'est fait dans un contexte de crise énergétique et de conditions économiques dégradées, ce qui explique que les années 2021 et 2022 aient connu des taux de souscription faibles (l'ensemble des puissances des dossiers retenus n'atteignant pas la

puissance cible totale des appels d'offres). Une tendance qui s'est cependant inversée depuis, plusieurs appels d'offres de 2024 ayant dépassé les volumes initiaux espérés. Par ailleurs, le rapport a souligné un retournement de dynamique concernant les prix proposés par les candidats. Entre 2017 et 2021, ces prix s'inscrivaient dans un mouvement baissier continu, notamment grâce aux progrès technologiques et aux économies d'échelle, alors qu'entre 2021 et 2023, les prix des lauréats ont connu une augmentation significative. Pour l'éolien terrestre, cette hausse atteint + 35 %, avec des tarifs passant de 64,50 €/MWh en 2021 à 87,20 €/MWh en 2023. Plusieurs facteurs expliquent cette évolution. Les tensions sur les matières premières et les chaînes logistiques, conjuguées à une inflation élevée et à une hausse des taux d'intérêt, ont alourdi les coûts des développeurs. Ce phénomène n'a pas été l'apanage de la France, puisqu'il a été observé dans l'ensemble des pays de l'Union européenne. Bien qu'une partie de ces contraintes se soient récemment desserrées (diminution du prix des matières premières et du transport, assouplissement des politiques monétaires dans plusieurs pays), les niveaux tarifaires moyens proposés dans les appels d'offres semblent s'être stabilisés sur ce nouveau palier élevé en 2024.

EN RÉSUMÉ



Quelles perspectives pour la filière ?

- **De nouveaux objectifs PPE : 33 à 35 GW de capacité, pour 64 TWh de production, à fin 2030 puis 40 à 45 GW à fin 2035, avec une cible de 80 TWh de production. Cette nouvelle feuille de route est moins ambitieuse que la précédente et entérine un rythme annuel de développement désormais attendu à 1,5 GW.**
- **23 607 emplois directs et indirects en 2023 (+ 11 % par rapport à 2022) pour un chiffre d'affaires de 6 989 millions d'euros (+ 2 %).**
- **L'industrie éolienne européenne se sait en position de fragilité vis-à-vis de la puissance chinoise. Des choix cruciaux vont devoir être faits pour, a minima, ne pas alourdir la position de dépendance de l'Europe et préserver sa dynamique d'innovation technologique.**

15

PLUS DE 23 600 EMPLOIS DANS LE SECTEUR DE L'ÉOLIEN TERRESTRE EN FRANCE

Plusieurs études récurrentes suivent l'évolution de l'emploi dans l'éolien. La plus détaillée est celle réalisée chaque année par le cabinet Capgemini Invent pour le compte de l'association France Renouvelables. Intitulé « Observatoire de l'éolien », ce travail dissèque l'activité de l'ensemble des régions françaises pour

chacune des étapes de la chaîne de valeur du secteur. Pour le segment de l'éolien terrestre, 23 607 emplois directs et indirects ont été comptabilisés pour l'année 2023. 2 323 emplois ont été créés entre 2022 et 2023, ce qui représente une croissance de 11 %. Une autre étude de référence est celle de l'Observatoire des énergies de la mer, qui recensait à fin 2023, 8 301 emplois équivalents temps plein (ETP) dans le domaine des énergies marines, dont 95 % portaient sur l'éolien en

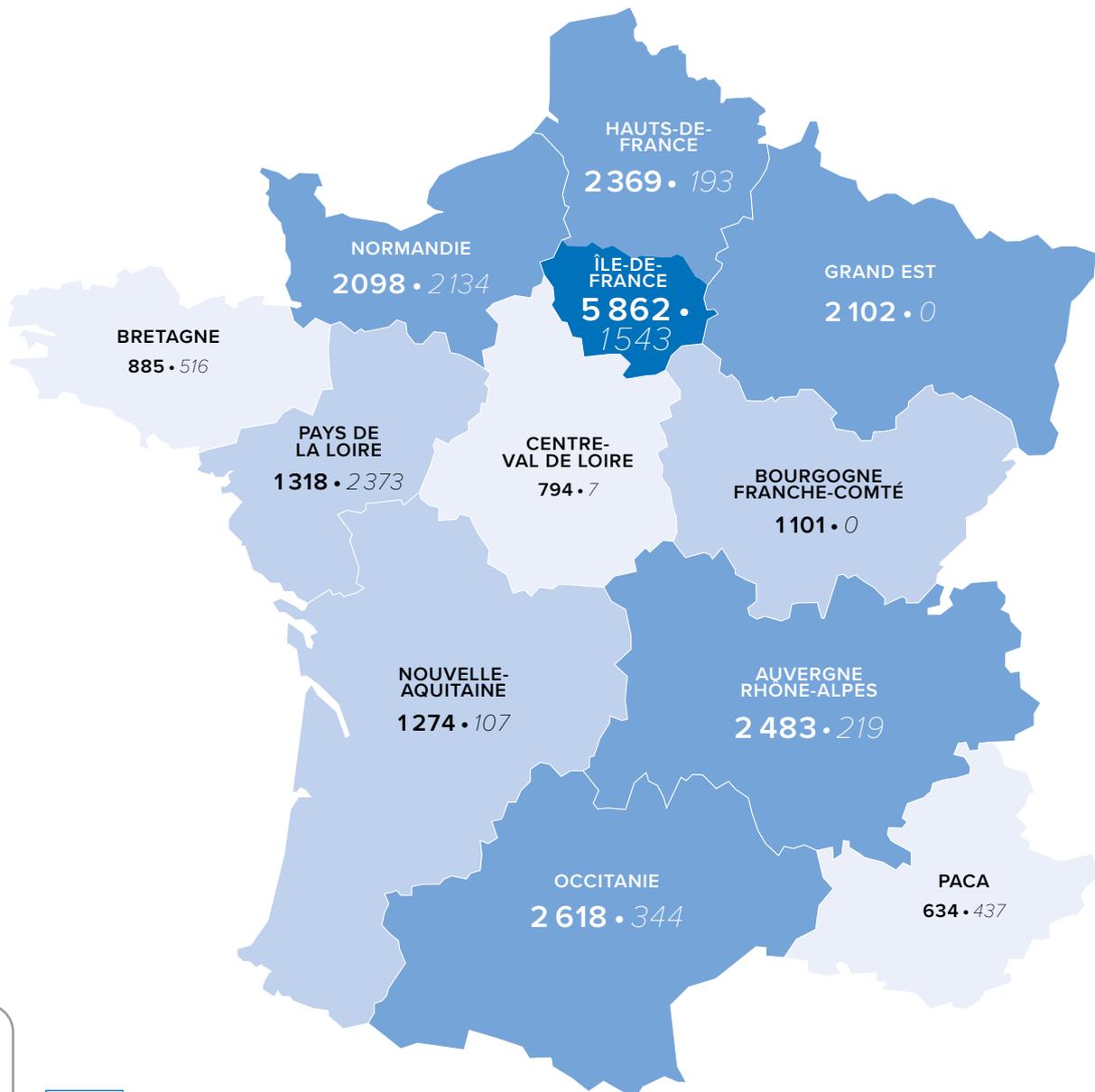
Observ'ER

Le baromètre 2024 de l'électricité renouvelable en France

Carte n°2

Répartition des emplois dans l'éolien (terrestre et en mer) en 2023

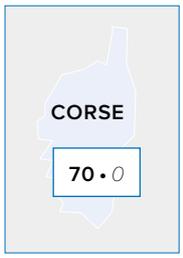
Source : Observ'ER d'après données de l'« Observatoire de l'éolien », France Renouvelables 2024 et du rapport 2024 de l'Observatoire des énergies de la mer.



23 607 Emplois éolien terrestre
7 872 Emplois éolien en mer

Total par région

- < 1 000
- 1000 - 2000
- 2000 - 5000
- > 5000

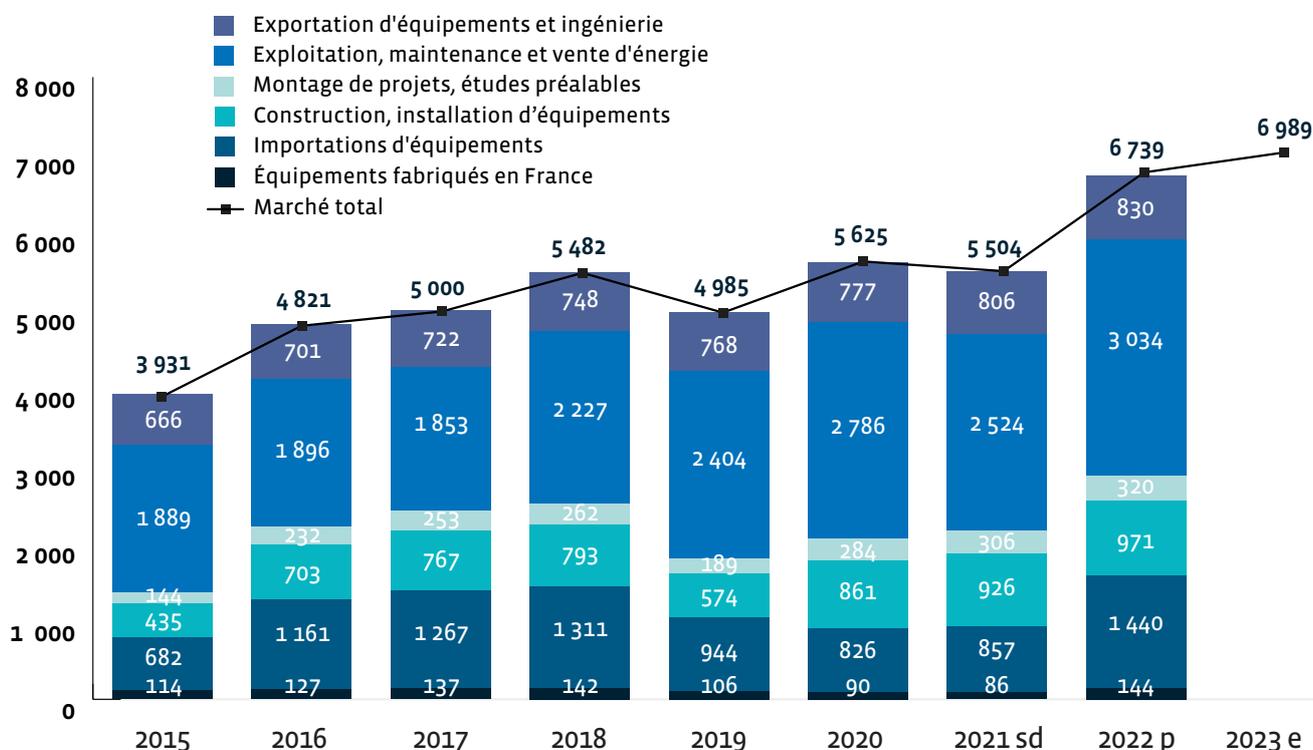


Observ'ER
 Le baromètre 2024
 de l'électricité renouvelable
 en France

Graphique n° 2

Répartition de l'activité éolienne terrestre (en millions d'euros)

Source : Ademe, 2024.



mer posé ou flottant. Le rapprochement de ces deux études a permis de réaliser la carte n° 2, qui distingue pour chaque région les ETP relevant de l'éolien terrestre de ceux relatifs à l'éolien en mer. L'Île-de-France constitue la principale région pourvoyeuse d'emplois en raison de ses nombreux sièges sociaux et bureaux d'études. Ces emplois s'appuient sur environ un millier de sociétés présentes sur toutes les activités de la filière et constituent de ce fait un tissu industriel diversifié. Ces sociétés sont de taille variable, allant de la TPE au grand groupe industriel.

Concernant l'activité économique, c'est l'étude « Marché et emplois » réalisée par le cabinet In Numerii pour le compte de l'Ademe qui cette fois est le travail de référé-

rence sur l'éolien terrestre. Pour 2023, le marché total de l'éolien terrestre français est évalué à près de 6,99 milliards d'euros, un chiffre en hausse de 4 % par rapport à 2022 (6,7 milliards). La décomposition de l'activité en 2022 (année la plus récente disponible pour ce détail) révèle que le poste lié à l'exploitation des sites en opération génère la plus grande part du chiffre d'affaires du secteur (3 034 millions d'euros, 43 % de l'ensemble). En complément du marché intérieur, le volume des exportations atteint 830 millions et représente 12 % de l'activité totale du secteur. ●



3 QUESTIONS

de l'Observatoire des énergies renouvelables



à **Rachel Ruamps**,
Responsable
affaires
économiques
à France
Renouvelables

1 La nouvelle PPE entérine un recul de deux ans par rapport aux objectifs de la précédente PPE (des seuils entre 33,2 – 34,7 GW étaient visés pour 2028, désormais la feuille de route du secteur est d'atteindre 33 GW à fin 2030). Comment la filière a perçu ce réajustement ?

Les 34,5 GW d'objectif éolien terrestre sont cohérents avec les volumes que nous portons à France Renouvelables dans le cadre de la consultation de la nouvelle programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE3). Il ne faut pas oublier que cet objectif ne prend pas en compte le repowering, et que la PPE reste un document de lignes directrices non contraignantes. Pour la filière éolienne terrestre, le plus gros enjeu repose sur le repowering, à même de porter notre vision du « moins et mieux » : moins de machines, mais plus de production électrique via l'installation de machines plus toilées (taille des pales) et plus puissantes. Pour cela, nous soutenons la hausse du seuil de notabilité à 35,2 % de la puissance initiale contre 10 % actuellement. Cela signifie qu'en dessous de ce seuil, le porteur de projet peut renou-

veler son parc via une procédure facilitée. À titre d'exemple, nous démantelons actuellement des machines de 1 MW, là où nos nouvelles machines sont en moyenne de 4 MW. Pour le photovoltaïque, au-delà des objectifs en volume de 5 à 7 GW/an, il s'agit de préciser le segment ciblé : parle-t-on de petites installations ou de grands parcs ? Pour nous, il est important de valoriser les technologies les plus compétitives pour assurer un prix bas accessible pour l'ensemble des Français. Le volet photovoltaïque de la PPE est également l'occasion de réaffirmer l'ambition française de réindustrialisation de la production des modules sur le territoire français et européen via la mise en œuvre du NZIA. Enfin, pour accompagner la transition énergétique, vers toujours moins d'énergie fossile, il est essentiel de prévoir, au sein même de la PPE 3, un plan d'électrification des usages avec pour objectif de porter dans le mix énergétique une cible électrique. À France Renouvelables, nous portons la cible de 35 % d'électricité dans le mix énergétique en 2035.

2 Près de deux ans après sa promulgation, la loi sur l'accélération des énergies renouvelables commence-t-elle à avoir un impact sur l'éolien terrestre ? Quel retour sur les zones d'accélération ?

Il faut revenir sur la philosophie de la loi, qui est d'accélérer le déploiement des énergies renouvelables en mettant en coresponsabilité les élus locaux et les producteurs d'énergies renouvelables. Nous souscrivons pleinement à cette vision. Le nombre de zones identifiées, qui se compte en centaines de milliers (plus de 320 000 zones d'accélération saisies sur le site du CEREMA),



est un premier succès, a fortiori quand on a conscience que 80 % du territoire français est contraint pour toute forme de développement des énergies renouvelables. La réalité du permitting est toutefois à nuancer du fait de l'absence d'une PPE encore validée et de sa déclinaison régionale. Nous sommes donc en attente de cette dynamique réglementaire pour faire aboutir cette mesure phare de la loi APER. Les zones d'accélération des énergies renouvelables n'étant pas des zones de développement exclusives, elles ne viennent pas grever le développement éolien par ailleurs.

3 Les contrats de type PPA sont de plus en plus nombreux sur le secteur de l'éolien, pensez-vous que leur dynamique va s'accroître en 2025-2026 ?

Vous le rappelez, en 2023 et début 2024, le marché des PPA a connu un coup d'accélération grâce à la prise de conscience, par les acheteurs, des conséquences de la crise énergétique. On remarque cependant que les consommateurs sont actuellement dans une situation d'attente face à deux facteurs : le manque de clarté sur le post-ARENH et le contexte géopolitique actuel. Cette situation se répercute sur le marché des PPA. Le manque de visibilité sur le mécanisme qui remplacera l'ARENH à fin 2025 rend difficile la détermination d'une stratégie d'achat d'électricité pour les consommateurs, a fortiori les électro-intensifs. Le contexte de baisse des prix de l'électricité est également moins porteur pour le marché des PPA et la contractualisation à court terme. Pourtant, la prévisibilité des coûts de l'électricité à moyen et long terme est un facteur clé de la compétitivité d'une entreprise. Les PPA ne doivent pas être regardés comme un

simple outil de RSE (ce qu'ils sont par ailleurs), mais bien comme un outil assurantiel contre les aléas du marché électrique. Seuls les PPA fournissent de la visibilité au-delà des 3 ans de profondeur de marché et permettent de couvrir une partie de sa consommation électrique contre tout risque de crises. Les contextes politique et géopolitique ne vont pourtant pas vers un monde apaisé : la France a connu un nombre record de 4 gouvernements en un an en 2024, et les discussions budgétaires pour le Projet de Loi de Finances 2025 sont encore en cours en janvier 2025. À l'échelle mondiale, l'arrivée au pouvoir de Trump fait planer un risque de réintroduction de barrières tarifaires et de guerre commerciale, retirant les États-Unis de l'accord de Paris et détruisant les actions pro-EnR de l'IRA (Inflation Reduction Act) dans les premières 24 heures de son mandat. Tous ces signaux convergent pour une hausse de la contractualisation des PPA dans une stratégie globale d'achat d'électricité par des consommateurs éclairés. ●

Centrale solaire flottante de
Lazer dans les Hautes-Alpes.



EDF Renouvelables/Rémi Flament

PHOTOVOLTAÏQUE

Le photovoltaïque est la filière d'énergie renouvelable électrique la plus dynamique en France avec près de **4 GW** installés au cours des trois premiers trimestres 2024, pour un parc total de **23 678 MW** à fin septembre 2024

Avec **22 687 GWh** produits en 2023, la filière a couvert **4,5 %** de la consommation du pays

Pour 2030, un objectif de production à **65 TWh** et de **93 TWh** pour 2035



Une fourchette de **54 à 60 GW** d'objectif de capacité pour 2030 puis de **75 à 100 GW** à fin 2035



12 294 millions € d'activité en 2023 (+ 27 % en un an)



25 490 emplois directs en 2023 (+ 39 % en un an)

20



Bloquée à 1 GW de puissance supplémentaire chaque année jusqu'en 2020, la filière solaire a trouvé une puissante dynamique qui va lui permettre de dépasser les 4 GW en 2024. Le secteur est en phase avec sa feuille de route pour 2030 et ses agrégats d'emplois et d'activités économiques ont progressé de près de 30 % en 2023.

Observ'ER

Le baromètre 2024
de l'électricité renouvelable
en France

PHOTOVOLTAÏQUE

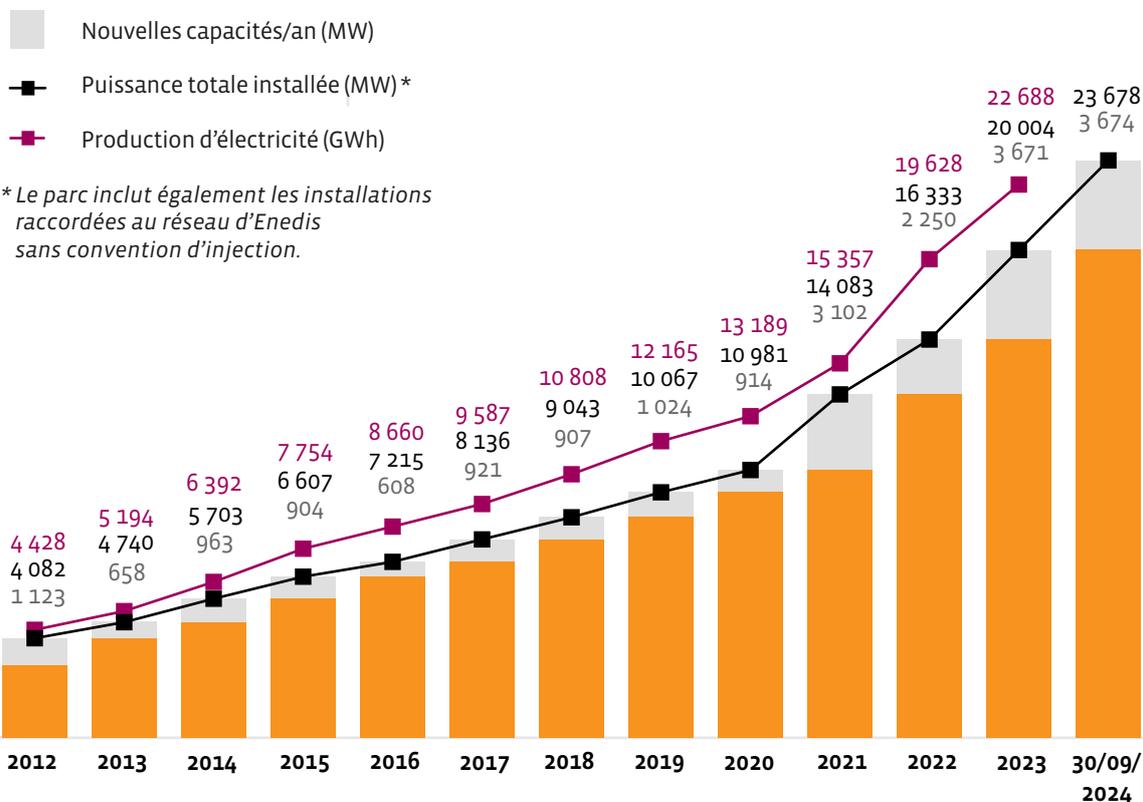
Depuis 2021, une nette accélération des installations de nouvelles capacités photovoltaïques est observée en France. Alors que les volumes annuels de nouveaux raccordements dépassaient rarement le gigawatt depuis 2012, la tendance a totalement changé. 2,3 GW ont été raccordés en 2022 puis 3,7 GW en 2023, un record historique pour la France mais qui va être battu en 2024. Un volume équivalent a été raccordé au cours des trois premiers trimestres (3 674 MW). Ces capacités additionnelles ont porté le parc photovoltaïque français (métropole et Drom) à 23 678 MW à fin septembre 2024. La filière a quasiment respecté l'objectif de la

précédente programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), qui visait 20 100 MW à fin 2023 (contre 20 004 MW effectifs), et elle se trouve aujourd'hui dans la bonne trajectoire pour atteindre les prochaines échéances fixées à fin 2030 par la nouvelle PPE (voir encadré). En termes de production, l'année 2023 s'est distinguée par une augmentation significative de 16 % par rapport à 2022 (22 687 GWh produits contre 19 627 GWh). Cette croissance s'explique à la fois par des conditions d'ensoleillement particulièrement favorables en 2023 et par l'augmentation de la capacité du parc solaire national.

Graphique n° 1

Parc total photovoltaïque et production d'électricité annuelle en France

Source : SDES 2024.



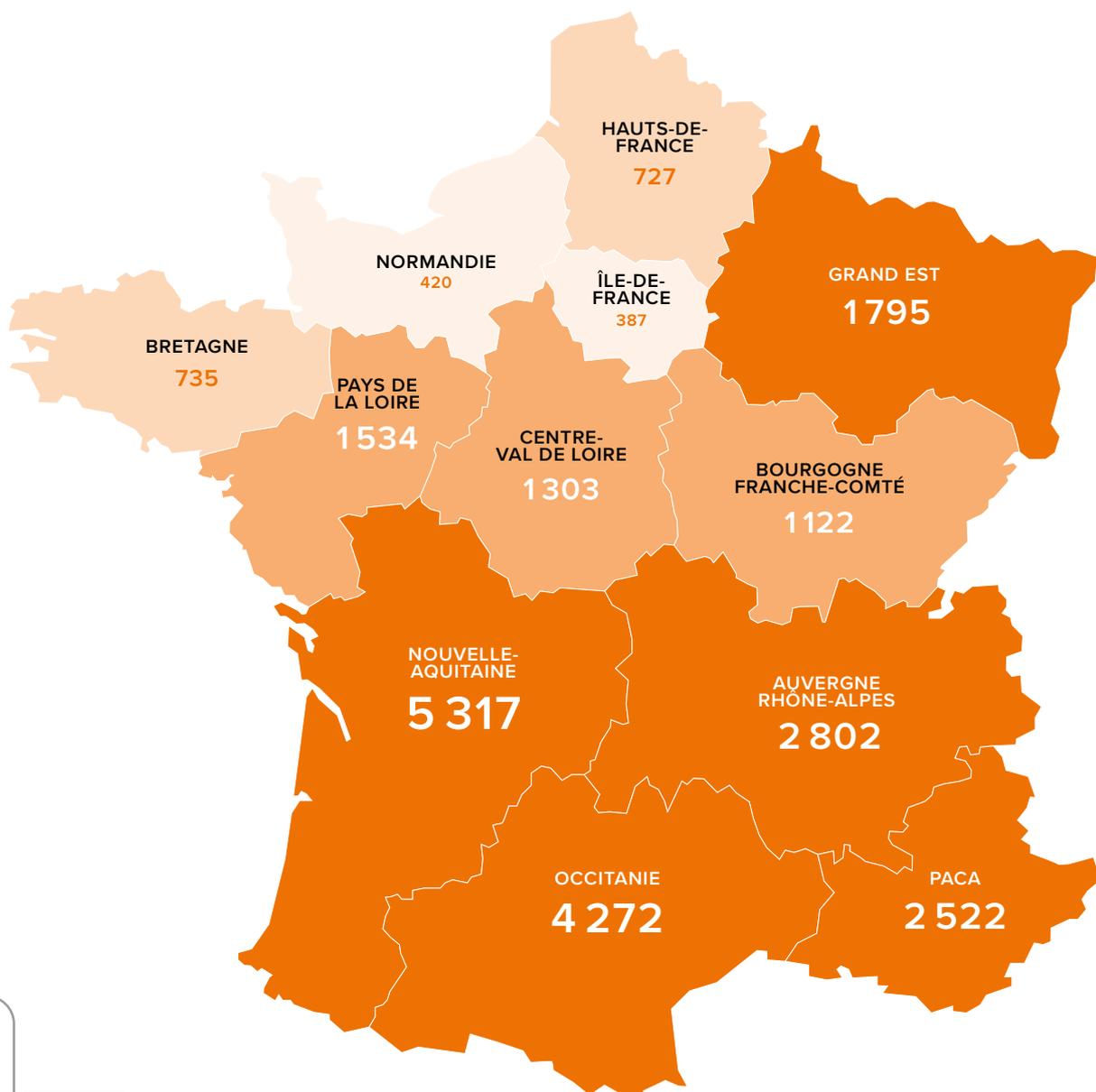
* Le parc inclut également les installations raccordées au réseau d'Enedis sans convention d'injection.

PHOTOVOLTAÏQUE

Carte n°1

Cartographie du photovoltaïque en France à fin septembre 2024

Source : SDES 2024.

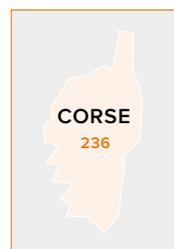


22

23 678

Puissance raccordée à fin septembre 2024 (en MW) :

- < 500 MW
- 500 - 1000 MW
- 1000 - 1500 MW
- > 1500 MW



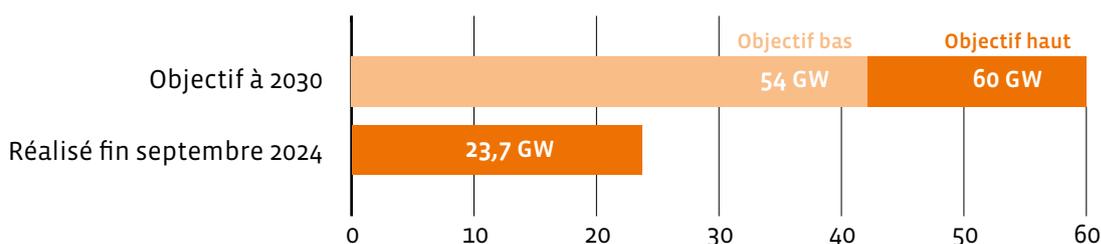
Observ'ER

Le baromètre 2024 de l'électricité renouvelable en France

Un rôle majeur pour le photovoltaïque dans la nouvelle PPE

La nouvelle programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), en consultation depuis le mois de novembre 2024, fixe des objectifs ambitieux pour le développement de la filière photovoltaïque à l'horizon 2030 et 2035. Partant de 16 GW de capacités installées fin 2022, le gouvernement vise une augmentation majeure du parc à fin 2030 avec un parc installé attendu entre 54 et 60 GW. Le second point de passage est pour fin 2035 avec cette fois un objectif compris entre 75 et 100 GW. Ces ambitions en termes de capacité s'accompagnent d'une progression tout aussi marquée de la production, car celle-ci devrait passer de 19 TWh en 2022 à 65 TWh en 2030 puis 93 TWh en 2035. À fin septembre 2024, la filière avait atteint entre 24 et 32 % des objectifs de 2030 (selon la fourchette basse ou haute) mais une projection du rythme de 2024 devrait permettre au photovoltaïque français de rester dans la bonne trajectoire. Le défi sera de ne pas réduire de cadence pendant les six années à venir avant de renforcer ce rythme entre 2031 et 2035, car la fourchette haute des 100 GW nécessitera plus de 7 GW supplémentaires raccordés chaque année.

Progression vers les objectifs à fin 2030



Le marché photovoltaïque est composé de différents segments qui renvoient à des types de réalisations différentes. Le graphique 2 reprend trois de ces segments pour mieux analyser la dynamique de la filière. Sur le créneau des installations des petites puissances (jusqu'à 9 kW), la dynamique trimestrielle avait oscillé pendant dix ans (2011-2020) entre 15 et 35 MW, avant de prendre un irrésistible envol sous l'impulsion de l'approche en auto-consommation. Un ralentissement a cependant été observé en 2023 avant de repartir au second trimestre 2024.

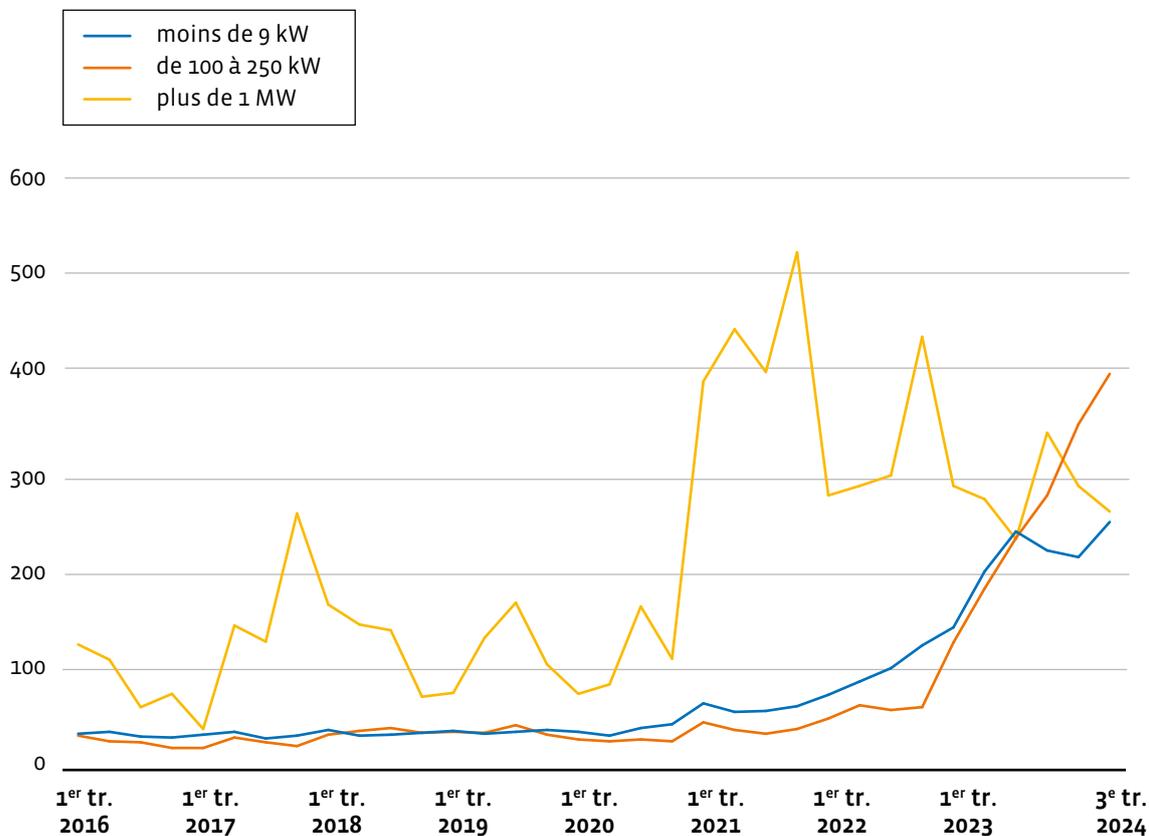
Autre segment extrêmement dynamique, celui des installations des grandes toitures

de 100 à 250 kW. Suivant une tendance très proche de celle du segment précédent, les grandes toitures continuent, elles, de voir leur rythme de raccordement monter en flèche. Ce secteur profite notamment de deux mesures inscrites dans un plan de soutien annoncé en novembre 2021 : l'obligation de mettre du solaire sur les entrepôts, hangars et parkings nouvellement construits ainsi que le rehaussement de 100 à 500 kW du seuil limite du guichet ouvert pour les bâtiments, hangars et ombrières. Concrètement, ces installations ne sont plus concernées par la procédure de mise en concurrence

Graphique n° 2

Évolution des raccordements trimestriels sur trois segments de marché (MW)

Source : Observ'ER d'après les chiffres du SDES et de l'Observatoire de l'énergie solaire photovoltaïque.



via les appels d'offres, ce qui a libéré bon nombre de projets qui attendaient cette évolution annoncée de longue date. Enfin, les dispositions de la loi d'accélération des énergies renouvelables (loi APER) de mars 2023 en matière d'obligation de solarisation viendront offrir des perspectives pour les installations en grande toiture. En revanche, l'activité sur le secteur des très grandes installations (1 MW et plus) est beaucoup plus erratique. En 2021, le segment avait profité d'un volume de centrales dont la mise en service avait été décalée de par la pandémie de 2020. Cet effet passé, le segment retrouve une dynamique

moins forte et plus irrégulière, rythmée par la mise en service des installations issues des appels à projets de la CRE.

L'AUTOCONSOMMATION NE FAIBLIT PAS

La dynamique de l'autoconsommation individuelle et collective s'est maintenue au cours des trois premiers trimestres de 2024. Selon Enedis, le nombre d'installations en autoconsommation individuelle a bondi de 60 % entre le troisième trimestre 2023 et le troisième trimestre 2024. Au T3 2023, le gestionnaire de réseaux recensait 386 913 installations,

PHOTOVOLTAÏQUE

représentant une puissance installée de 1 953 MW. Un an plus tard, ce chiffre atteignait 617 874 installations, pour une puissance installée totale de 3 404 MW, soit une hausse de 74 %.

En parallèle, l'autoconsommation collective, longtemps considérée comme une démarche marginale, poursuit sa montée en puissance. Ce développement est soutenu par une réglementation mise en place dès 2016 et qui s'est affinée progressivement au fil du temps : ouverture de la moyenne tension aux opérations d'autoconsommation (jusqu'ici limitées à la basse tension), reconnaissance régle-

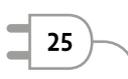
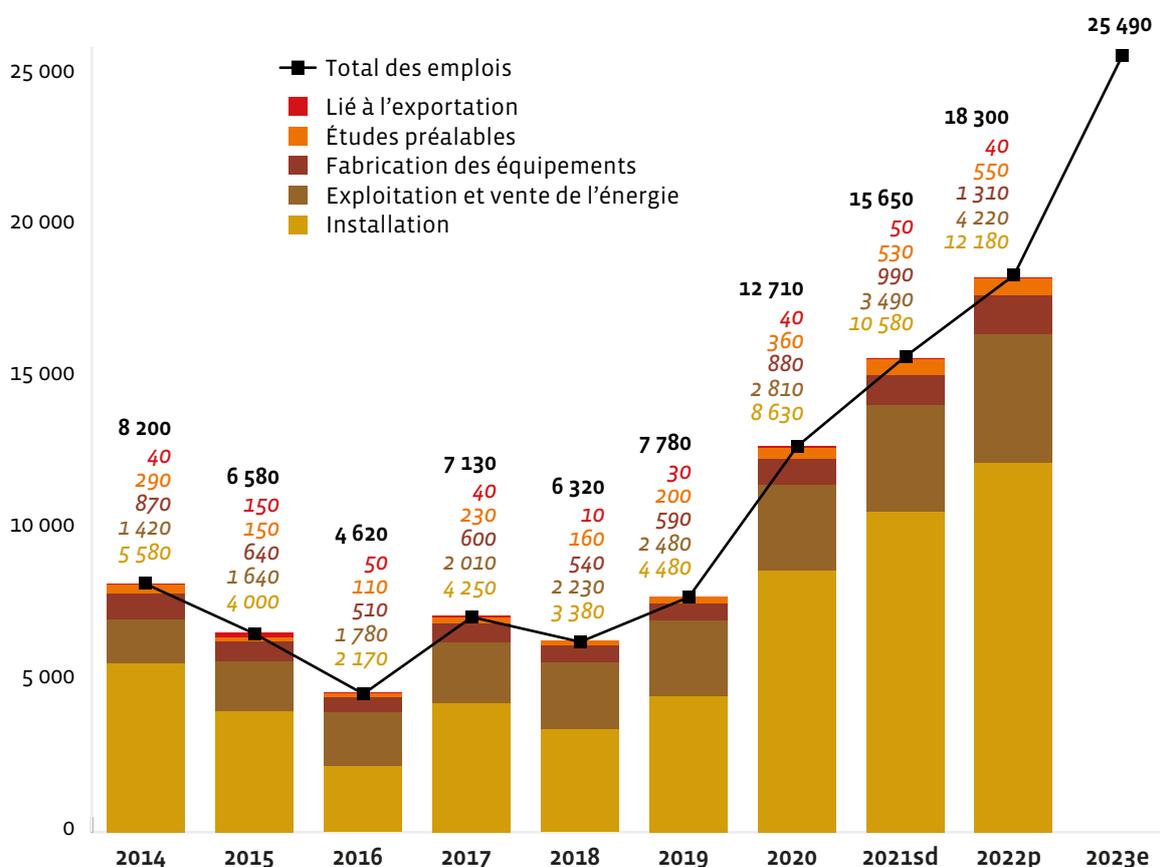
mentaire des communautés d'énergie, clarification du statut de personne morale organisatrice (PMO) ou encore fin de l'obligation pour les collectivités de constituer une régie, ce qui a facilité les concessions et le recours à des tiers investisseurs. Par ailleurs, la crise énergétique de 2022, issue de la guerre en Ukraine, de l'indisponibilité partielle du parc nucléaire et de la faible production hydroélectrique à cause des sécheresses, a accéléré l'émergence des projets d'autoconsommation collective. À la fin du quatrième trimestre 2024, l'autoconsommation collective avait séduit 6 918 acteurs et



Graphique n° 3

Emplois dans la filière photovoltaïque française

Source : Ademe, 2024. sd : semi-définitif ; p : provisoire ; e : estimé



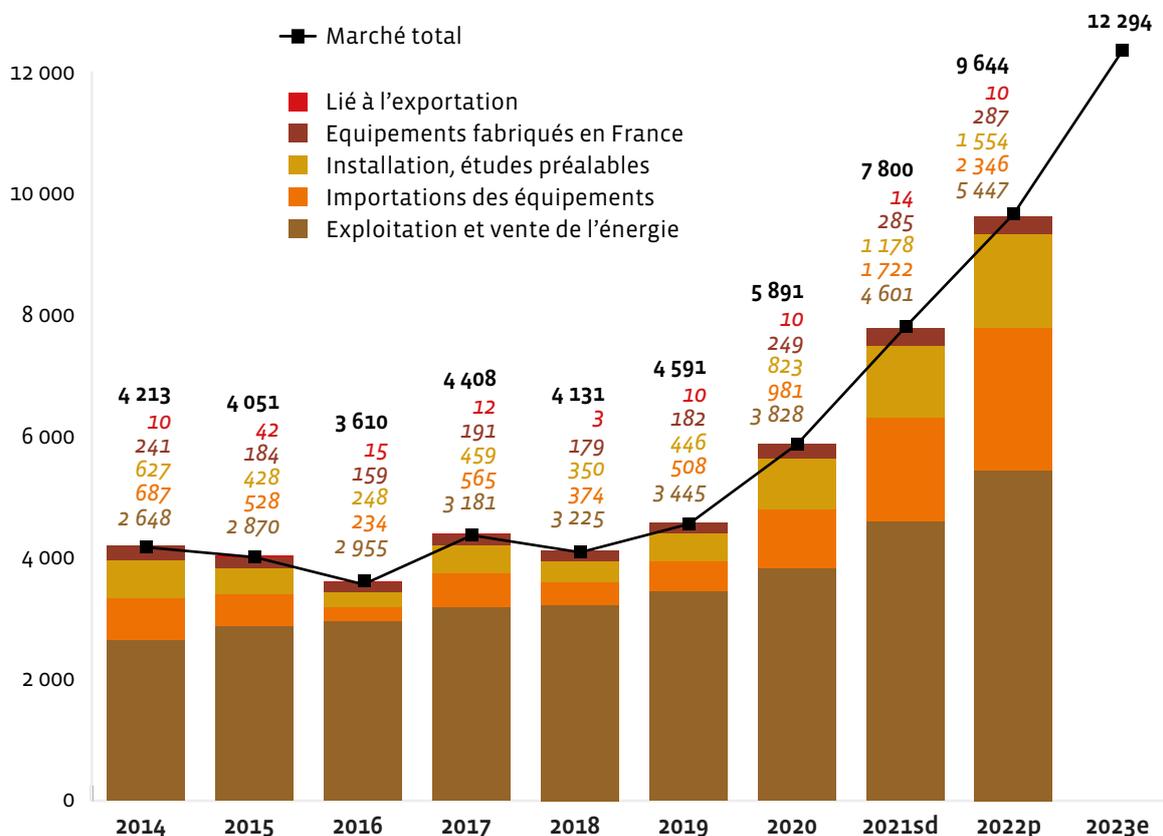
Observ'ER

Le baromètre 2024 de l'électricité renouvelable en France

Graphique n° 4

Chiffre d'affaires de la filière photovoltaïque française (en millions €)

Source : Ademe, 2024. sd : semi-définitif ; p : provisoire ; e : estimé



559 opérations en fonctionnement étaient recensées en France métropolitaine.

PLUS DE 25 000 EMPLOIS ET DE 12 MILLIARDS D'EUROS DE CHIFFRE D'AFFAIRES EN 2023

Dans son étude publiée à l'automne 2024, « Marché et emplois dans le secteur des énergies renouvelables et de récupération », l'Ademe affiche les dernières évaluations des agrégats socio-économiques du photovoltaïque en France. Après un pic à 32 330 ETP en 2010 porté par le fort développement d'installations individuelles, le secteur a subi un sévère recul, lié au moratoire. Le segment des équipements individuels

ayant fortement chuté au début des années 2010, les installateurs se sont détournés du secteur. Le photovoltaïque s'est ensuite beaucoup plus orienté vers des opérations de plus en plus puissantes où le ratio d'emplois par MW installé est plus faible. Depuis 2020, la filière reprend de la vigueur, avec une augmentation constante en termes d'emplois. Les premières estimations pour le secteur atteignent un peu moins de 25 500 équivalents temps plein en 2023, un chiffre en nette progression par rapport à 2022 (18 300, + 39 %) (voir graph. n° 3). En termes de détail par maillon de chaîne de valeur, la décomposition la plus récente disponible est

celle de 2022. Le segment de l'installation demeure une fois encore le principal pourvoyeur d'emplois directs (67 % du total), devant celui de l'exploitation des sites et de la vente de l'énergie produite (23 %).

Sur le volet de l'activité économique, le chiffre d'affaires du photovoltaïque français est estimé à 12,29 milliards d'euros en 2023 (cf. graphique 4). À l'instar de la dynamique des emplois, l'activité a connu en 2023 une croissance importante par rapport au niveau de 2022 (+ 27 %). Cette performance s'inscrit dans le décollage du marché observé depuis le tournant des années 2020. La décomposition du chiffre d'activité 2022 (année la plus récente pour laquelle ce détail est disponible) montre que le poste de l'exploitation des sites et de la vente de l'énergie est le plus important (5 447 millions d'euros, soit 56 % du marché total). Le deuxième poste est celui des importations d'équipements en France (2 346 millions, 24 %). La dernière marche du podium revient à la partie ingénierie et installation (1 554 millions, 16 %).

L'ENJEU DE LA RÉINDUSTRIALISATION EUROPÉENNE

D'un point de vue industriel, l'activité mondiale de production des cellules et des panneaux photovoltaïques est très largement la chasse gardée d'entreprises chinoises. Cette hégémonie est un problème pour de nombreux pays, dont ceux de l'Union européenne, qui dépendent d'un pays pour le développement d'une filière qui est au cœur de la stratégie de transition énergétique du continent. Après une crise du Covid qui a exacerbé la notion de souveraineté économique et industrielle des États membres, plusieurs pays, dont la France, tentent de reprendre la main sur le secteur de la production industrielle de panneaux solaires photovol-

EN RÉSUMÉ



Quelles évolutions pour le photovoltaïque ?

- **Une filière qui ne cesse d'accélérer** 2,6 GW raccordés en 2022, puis 3,7 GW en 2023 et largement plus de 4 GW en 2024. Le parc photovoltaïque a brisé le plafond de verre qui limitait sa croissance à 1 GW jusqu'à 2020.
- **L'autoconsommation poursuit sur sa lancée** à la fin du troisième trimestre 2024 avec 617 874 installations en autoconsommation individuelle et 559 opérations d'autoconsommation collective en fonctionnement.
- **25 490 équivalents temps plein** en 2023 (+ 39 % par rapport à 2022) pour un chiffre d'affaires de **12 294 millions d'euros** (+ 27 %).

taïques. Pour cela, plusieurs mesures ont été mises en place.

En France, le gouvernement a proposé en avril 2024 un « pacte solaire » visant à produire 40 % des panneaux localement d'ici 2030. Ce projet repose sur des engagements réciproques entre l'État et les entreprises. De son côté, la puissance publique promet un soutien à la filière via des réglementations favorisant les produits locaux, notamment par le biais de critères privilégiant le « contenu carbone » et en introduisant progressivement des critères de résilience dans les appels d'offres. Autre outil envisagé, un système de notation, l'Induscore,



Des épisodes de prix négatifs de plus en plus fréquents

L'année 2024 a été marquée par une multiplication des épisodes de prix négatifs sur le marché de l'électricité. Ces prix négatifs surviennent lorsque l'offre excède massivement la demande, incitant certains producteurs à payer pour maintenir leurs centrales en activité plutôt que de les arrêter, car les coûts de redémarrage peuvent s'avérer encore plus élevés. Dans une note de novembre 2024, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a quantifié ce phénomène. Jusqu'en 2022, les prix négatifs restaient rares, avec une moyenne de 102 heures par an, soit environ 1,2 % du temps. La tendance s'est renforcée en 2023 avec 147 heures enregistrées (1,7 % du temps), avant d'atteindre 235 heures au premier semestre 2024 (5,4 % du temps). En France, plusieurs éléments expliquent cette situation. Le développement des énergies renouvelables, particulièrement la production éolienne et photovoltaïque, coïncide avec une reprise de l'activité nucléaire après des arrêts prolongés. Parallèlement, une demande électrique relativement basse accentue le déséquilibre. Ces épisodes de prix négatifs s'observent également à l'échelle européenne, notamment lors des périodes estivales où les pics de production renouvelable convergent dans plusieurs pays, réduisant les capacités de régulation du marché. Les épisodes de prix négatifs ont un impact économique différencié selon les producteurs. Les centrales à forte inertie, comme les centrales nucléaires ou thermiques, continuent de produire à perte pour éviter les frais liés à un arrêt-reprise, ce qui a généré des pertes estimées à 80 millions d'euros au premier semestre 2024 pour les producteurs non soutenus. Les producteurs d'énergies renouvelables sous tarifs d'achat sont partiellement protégés par des mécanismes d'aides (obligation d'achat ou complément de revenus). Toutefois, les coûts liés à ces mécanismes de soutien sont alors transférés au budget de l'État. Enfin, ces épisodes diminuent également la rentabilité globale des producteurs en tirant les prix à terme vers le bas, tout en perturbant les signaux donnés aux investisseurs. Pour remédier à ces déséquilibres, la CRE propose plusieurs pistes articulées autour de deux axes principaux. D'une part, le renforcement de la flexibilité du système électrique via le stockage d'électricité excédentaire, l'ajustement de la consommation pendant les périodes de surproduction et une meilleure intégration des renouvelables dans les mécanismes d'équilibrage. D'autre part, la CRE suggère d'ajuster les mécanismes de soutien aux énergies renouvelables, notamment en adaptant les contrats d'obligation d'achat pour inciter les installations sous tarifs d'achat à suspendre leur production lorsque les prix deviennent négatifs, même si cela nécessite d'amender certains contrats existants. Le seuil d'accès au complément de rémunération pourrait également être abaissé à 200 kW, afin d'aligner davantage la production des petites installations sur la demande réelle. Enfin, les conditions de versement de la prime lors des périodes de prix négatifs devraient être révisées, notamment pour mieux encadrer les nouvelles installations. Et la CRE envisage la création d'une période d'heures creuses en journée pour l'été, de façon à orienter la consommation pilotable.

pour quantifier la part européenne dans la fabrication des panneaux. La part du marché des développeurs de projets doit consister en un engagement à davantage acheter de panneaux fabriqués en France. À l'annonce de ce pacte, 29 acteurs du secteur ont rejoint l'initiative.

À l'échelle de l'Union européenne, la Commission a mis en avant, également en avril 2024, une Charte solaire dans laquelle les États membres s'engagent à soutenir les entreprises portant des projets de sites de production de panneaux localisés sur le Vieux Continent à travers des facilités d'accès aux financements proposés par les fonds européens. La Banque européenne d'investissement est notamment mobilisée, via son programme InvestEU. Un autre levier important pour redynamiser l'industrie européenne est le règlement Net Zero Industry Act (NZIA). Ce texte vise à renforcer l'industrie européenne en produisant 40 % des technologies stratégiques installées sur le sol européen, comme les panneaux solaires et pompes à chaleur, et à capter 15 % de leur valeur mondiale. Il impose aux autorités publiques d'inclure des critères qualitatifs, tels que la durabilité et la résilience, dans les marchés publics et les appels d'offres liés aux énergies renouvelables. Cette disposition vise à offrir un avantage concurrentiel aux fabricants européens. Toutefois, ces dispositions pourraient s'avérer limitées dans leur portée. En effet, les États membres pourront ignorer ces critères s'ils entraînent des surcoûts jugés disproportionnés, fixés notamment à 20 % pour les marchés publics et 15 % pour les appels à projets privés.

En France, il existe deux projets d'envergure pour une réindustrialisation photovoltaïque du pays. L'entreprise Carbon ambitionne une giga usine d'une capacité de production

EN RÉSUMÉ



Quelles perspectives pour le photovoltaïque ?

- **D'ambitieux objectifs PPE :**
54 et 60 GW de capacité, pour 65 TWh de production, à fin 2030 puis 75 à 100 GW à fin 2035, avec une cible de 93 TWh de production.
- **La bataille pour la réindustrialisation est engagée,** les projets de gigafactories Carbon et HoloSolis devront composer avec l'arrivée dans le Doubs d'un site de 3 GW du fabricant chinois DAS Solar.
- **Le phénomène des prix négatifs prend de l'ampleur :** apparus à quelques occasions en 2022 mais de plus en plus fréquents en 2024, les prix négatifs ont conduit la CRE à réfléchir à des mécanismes pour les contrer. Développement de capacités de stockage et effacement de sites de production sont les deux pistes suivies.

annuelle de 5 GW de cellules et 3,5 GW de modules qui devrait sortir de terre en 2025 à Fos-sur-Mer, sur le Grand Port maritime de Marseille. L'autre projet est celui de HoloSolis à Sarreguemines, qui a pour objectif de produire à terme 10 GW de panneaux par an. À chaque fois, la stratégie est la même : intégrer toute la chaîne de valeur de l'activité de production de panneaux dans de gigantesques sites qui produiront de très gros volumes.

PHOTOVOLTAÏQUE

Cependant, ces efforts se heurtent à une concurrence chinoise qui demeure agressive puisqu'en novembre 2024, DAS Solar, un fabricant chinois, a annoncé l'ouverture d'une usine géante d'une capacité de production annuelle de 3 GW dans le Doubs sur un site industriel de 100 000 m². Avec un investissement de 109 millions d'euros, cette usine promet jusqu'à 600 emplois directs, et envisage même de développer une filière locale intégrée, combinant sous-traitants chinois et européens. ●



30

Observ'ER

Le baromètre 2024
de l'électricité renouvelable
en France



3 QUESTIONS

de l'Observatoire des énergies renouvelables



à **Daniel Mugnier**,
directeur
délégué solaire
et innovation à
Planair, président
du projet PVPS
de l'Agence
internationale
de l'énergie
et secrétaire
d'Observ'ER

1 2025 s'annonce comme une année décisive dans l'avancement des giga-usines Holosolis et Carbon. Pensez-vous que ces paris puissent être gagnants ?

Il y a un point d'interrogation majeur sur ces paris, même si nous souhaitons tous, en France, qu'ils soient gagnants. Nous traversons une année extrêmement décisive sur de nombreux sujets dans le domaine du photovoltaïque, notamment concernant la persistance de la surproduction sur le marché des modules. La production chinoise s'est légèrement stabilisée dernièrement pour permettre une remontée des prix. Cependant, l'offre reste pléthorique et ces projets de gigafactories n'arrivent pas, malheureusement, nécessairement au bon moment. La question fondamentale qui doit être posée est la suivante: le citoyen européen est-il prêt à payer le surcoût pour une production locale versus une production internationale? Il existe

actuellement une différence d'environ cinq à dix centimes par watt entre un prix de vente rentable de ces gigafactories et celui, également rentable, des fabricants chinois traditionnels. L'Europe peut mettre en place des systèmes de compensation avec, par exemple, l'obligation, dans les prochains appels d'offres PPE, que 40% soient sourcés à partir de modules européens. Cette obligation signifie que, même si les prix sont plus élevés avec du matériel européen, les développeurs seront incités à les acheter. La rentabilité des projets sera donc moindre et le niveau de sélection de ces appels d'offres va augmenter. Au final, c'est le citoyen européen qui paiera (on parle, selon une étude récente réalisée aux Pays-Bas, d'un coût d'ici à 2030 d'environ 15 à 25 milliards d'euros). Une autre question collatérale se présente: certains fabricants chinois implantent ou ont le projet d'implanter des usines en Europe, notamment DAS Solar à côté de Montbéliard. Cela représente une troisième voie qui pourrait concurrencer les gigafactories européennes, par exemple en créant des joint-ventures avec une participation au capital majoritairement européenne, tout en conservant le savoir-faire technique et une propriété partielle chinoise. Il faut reconnaître que la Chine et l'Asie, en général, possèdent une réelle suprématie technologique en matière de fabrication. Elles ont un avantage compétitif indéniable sur l'approche industrielle. Les projets Holosolis et Carbon partent donc avec un désavantage et devront atteindre ce niveau d'excellence. Je souhaite en tout cas ardemment que ces projets aboutissent, ne serait-ce que parce que le marché européen a besoin de plusieurs acteurs et d'une diversité.



2 La filière photovoltaïque est sur la bonne trajectoire par rapport aux objectifs 2030 de la PPE.

Quels seraient les points de vigilance pour éviter de décrocher ?

À partir du moment où, dans un pays comme la France, on supprime la contrepartie dans le financement d'un projet, on rend le développement de la technologie beaucoup plus précaire. Actuellement, si la filière photovoltaïque s'est développée aussi vite et aussi bien sur le segment des toitures, c'est grâce au S21, c'est-à-dire au schéma tarifaire, qui a permis d'ouvrir un boulevard à l'autoconsommation avec vente de surplus. L'atout majeur de la contrepartie du S21 est que l'État garantit la valorisation de chaque kWh photovoltaïque produit. Le second enjeu concerne la vitesse d'électrification des usages en France. Cette électrification est inéluctable, mais sa dynamique dépend de plusieurs facteurs. La diffusion des véhicules électriques, par exemple, n'est pas uniquement une question de mix énergétique, mais aussi de pouvoir d'achat et d'accessibilité en termes de prix. En France, RTE s'est montré un peu optimiste dans ses prévisions concernant la conversion des besoins énergétiques non électriques en besoins électriques. Cette transition s'effectue plus lentement que prévu. Cependant, nous avons un des réseaux électriques les plus performants d'Europe, avec justement une très grosse marge de flexibilité dans la mesure où la consommation se libère et que les signaux prix donnent envie de consommer en période de forte production renouvelable.

3 Les épisodes de prix négatifs sont de plus en plus fréquents, en France et en Europe. Cela est-il une menace pour le développement du photovoltaïque ?

Cela peut constituer une menace si le phénomène est mal compris, mais ça n'en est surtout pas une à long terme. Le problème des prix négatifs reflète une incohérence entre différentes dynamiques en présence : des centrales à gaz et à charbon à l'échelle européenne ont des contrats d'amortissement qui les obligent à fonctionner un certain nombre d'heures par an. S'il y a simultanément une production solaire et éolienne abondante, du fait de conditions météo favorables, ces centrales continueront de tourner alors qu'elles sont inutiles. Comme il faut continuer à payer ces producteurs, on se retrouve avec des prix négatifs : le marché doit payer pour absorber l'électricité. C'est un phénomène de court terme qui nécessite quelque temps d'adaptation du marché. Un point crucial est à souligner : dans tous les marchés, le changement de comportement est dicté justement par le signal prix. Pour l'instant, ce signal prix n'est pas toujours présent. La plupart des consommateurs paient leur électricité au même prix quelle que soit l'heure. C'est un mauvais signal prix. Si une décote de 20 ou 30 % était appliquée pendant les périodes ensoleillées, comme c'est le cas en Norvège ou dans certains pays scandinaves qui bénéficient de périodes avec beaucoup d'électricité éolienne disponible, les consommateurs adapteraient leur consommation. Il y aura toujours des prix négatifs, mais dans une marge tolérable et n'oblitérant pas la rentabilité globale du système. S'ils sont actuellement mal maîtrisés, l'enjeu sera de trouver

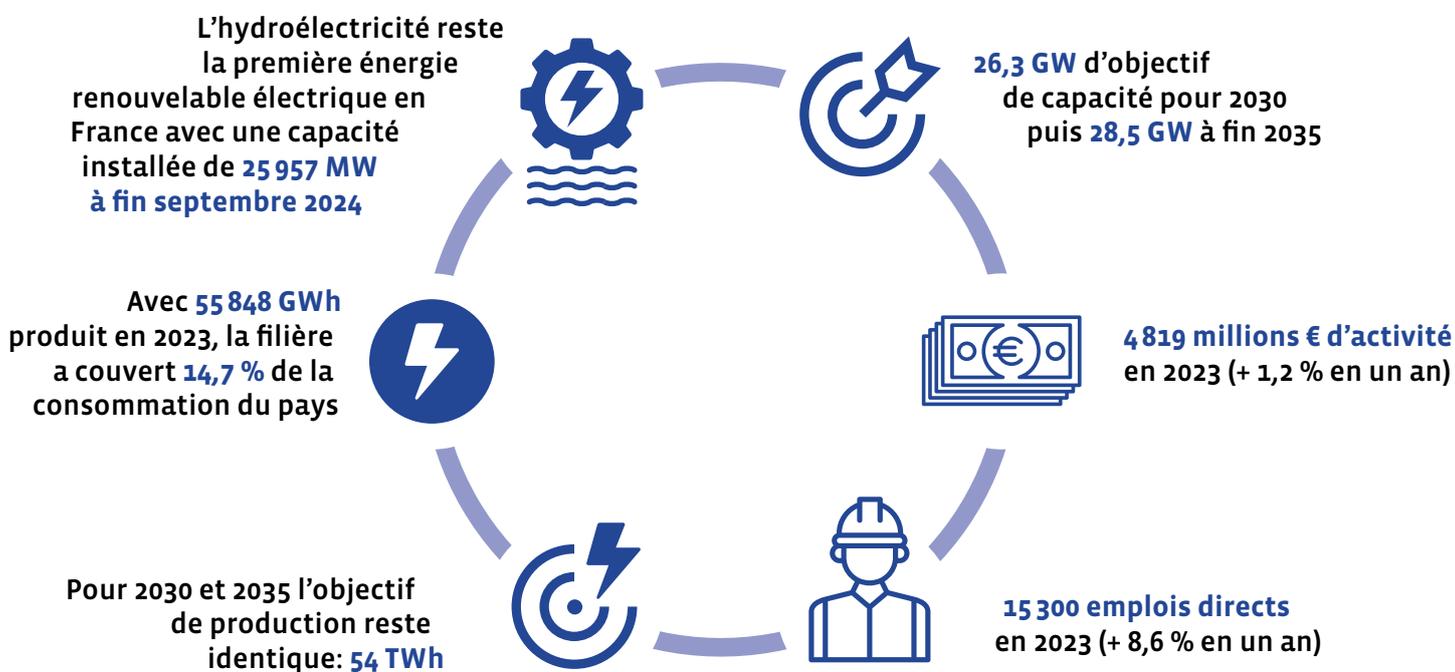
PHOTOVOLTAÏQUE

les mécanismes pour les atténuer. Sur ce point, nous sommes bien outillés car le photovoltaïque et l'éolien, bien que variables, sont totalement prévisibles. Ces énergies pourraient être pilotées, par exemple en envoyant des signaux prix pour la consommation régionale ou la gestion du réseau électrique. Il est essentiel de rappeler cette prévisibilité car l'idée persiste dans l'intelligence collective que ces énergies sont impossibles à maîtriser en termes de gestion électrique de réseau. Enfin, pour conclure, selon moi, une piste principale d'avenir est la réforme de la gestion globale de notre réseau électrique centralisé. Tel qu'il est construit, seule une petite partie est flexible alors que d'autres pays, même en Europe, sont déjà capables de bien davantage de flexibilité. ●

Centrale hydroélectrique
située dans la vallée
de l'Ubaye au lieu-dit
le Parpaillon (Alpes-de-
Haute-Provence).

HYDROÉLECTRICITÉ

UNITE



34



Première des énergies renouvelables électriques françaises, l'hydraulique veut prouver qu'elle dispose réellement d'un potentiel de développement qui peut lui permettre d'aller au-delà des limites de son parc actuel. Outil de stockage incontournable, la filière veut faire de sa flexibilité son meilleur atout pour progresser.

Observ'ER

Le baromètre 2024
de l'électricité renouvelable
en France

HYDRAULIQUE

L'HYDROÉLECTRICITÉ, PREMIÈRE ÉNERGIE RENOUVELABLE ÉLECTRIQUE EN FRANCE

Avec une capacité installée de 25 957 MW à fin septembre 2024, la filière hydraulique reste la première source de production électrique renouvelable dans le mix énergétique français. Après une année 2022 marquée par une intense sécheresse, le secteur a produit 55,8 TWh en 2023 (soit 11,9 % de la consommation électrique totale du pays), devançant de peu l'éolien (51 TWh). Cependant, il est probable que dans un horizon de deux ans, l'hydroélectricité cède sa place de leader à l'éolien terrestre. En effet, la feuille de route affichée par de la programmation pluriannuelle de l'énergie de 2024 (PPE3) ambitionne une production électrique renouvelable française dominée à fin 2035 par le photovoltaïque (93 TWh)

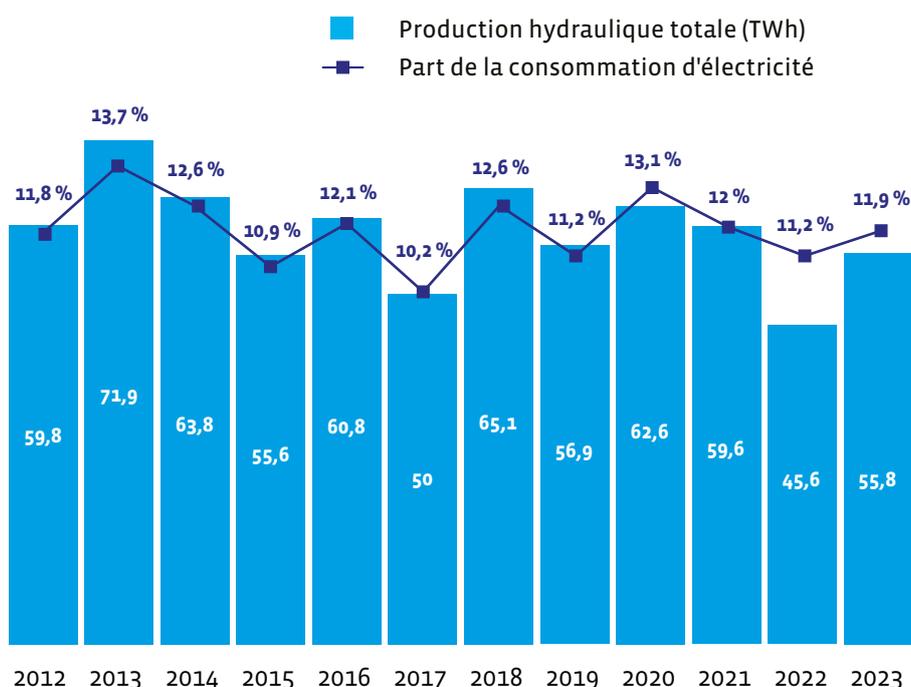
devant l'éolien terrestre (80 TWh), l'éolien en mer (70 TWh) et enfin l'hydroélectricité (54 TWh).

Le parc de production hydroélectrique progresse au rythme des cessions d'appels à projets organisés par la Commission de régulation de l'énergie (CRE). Entre 2016 et 2023, un appel d'offres décomposé en cinq phases a été organisé avec pour but d'attribuer 175 MW de puissance à partir de centrales de moins de 4,5 MW. Finalement, les 41 projets retenus n'ont totalisé qu'une puissance de 109,8 MW. Plusieurs phases ont été marquées par de faibles souscriptions, un phénomène que les acteurs expliquent par un effet ciseaux caractérisé d'une part par des prix plafonds proposés trop bas et d'autre part par des coûts d'investissement renchérissés par l'inflation ou la hausse des taux

Graphique n° 1

Production d'électricité hydraulique en France

Source : SDES, 2024



Observ'ER

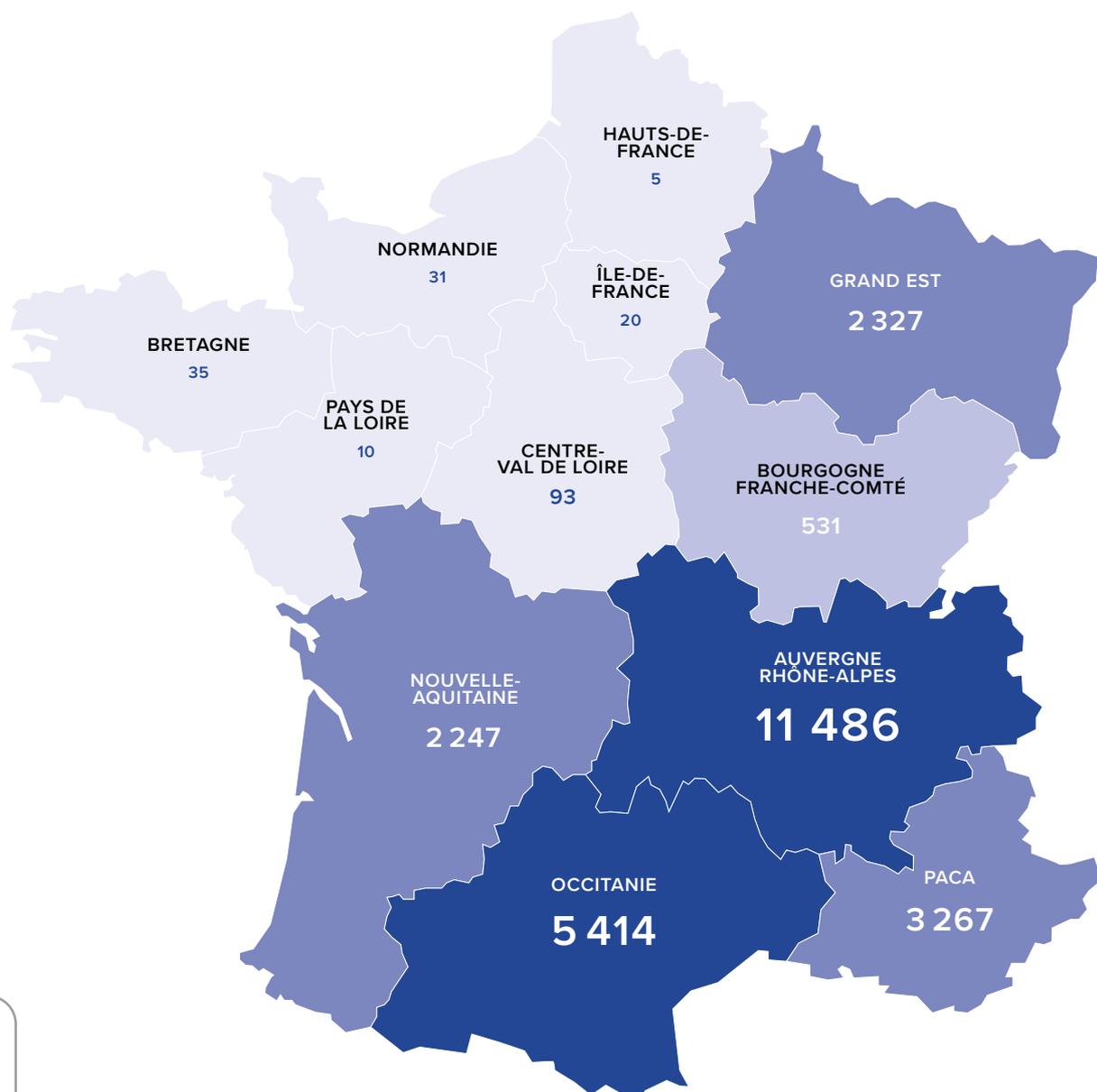
Le baromètre 2024
de l'électricité renouvelable
en France

HYDRAULIQUE

Carte n°1

Répartition du parc hydraulique français raccordé à fin septembre 2024 (MW)

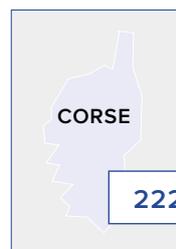
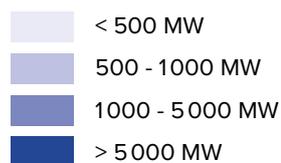
Source : Odré.



36

25 957

Capacité (MW)



Observ'ER

Le baromètre 2024
de l'électricité renouvelable
en France

d'intérêt. Fin 2023, un nouvel appel d'offres a été lancé. Il se divise en trois phases prévues pour 2024, 2025 et 2026, avec des objectifs de capacité de 30 MW, 35 MW et 40 MW. Là, la première phase s'est inscrite dans la lignée des précédentes. Les résultats présentés en juillet 2024 ont fait état de seulement trois lauréats pour une puissance totale de 10,1 MW.

QUATRE GRANDES TECHNOLOGIES

Le potentiel hydroélectrique français est valorisé par quatre grandes technologies : les centrales au fil de l'eau, les centrales de lac et d'écluse et les stations de transfert d'énergie par pompage (Step).

Les centrales au fil de l'eau sont les plus nombreuses sur le territoire (env. 1 900) et produisent plus de 50 % de la production hydraulique, mais, du fait de leur petite puissance nominale, elles ne représentent que le deuxième type d'aménagement en termes de puissance (env. 6 700 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.

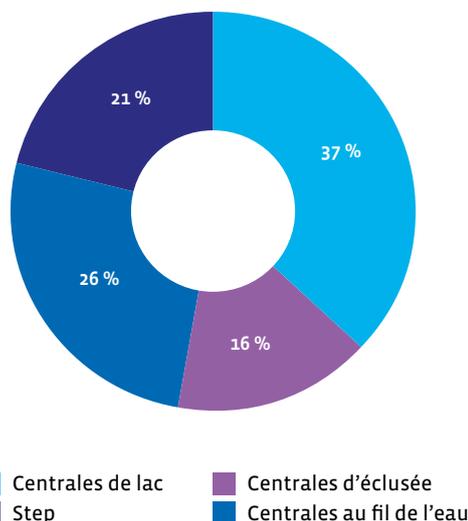
Les centrales de lac sont associées à des barrages. Elles constituent un tiers de la puissance installée (env. 10 300 MW) et, malgré un petit nombre d'installations (une centaine), ces ouvrages concentrent près de 60 % de la capacité de production nationale hydroélectrique. Cette technologie représente une puissance très rapidement mobilisable en période de pointe de consommation.

Les centrales d'écluse, également dotées d'une retenue d'eau, permettent un stockage quotidien ou hebdomadaire de quantités moyennes d'eau disponible en cas de pic de consommation. Cette technologie représente environ 4 100 MW installés, pour

Graphique n° 2

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

Source : « Panorama de l'électricité renouvelable en France 2024 », SER d'après données Enedis, RTE et EDF SEI.



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 4 600 MW.

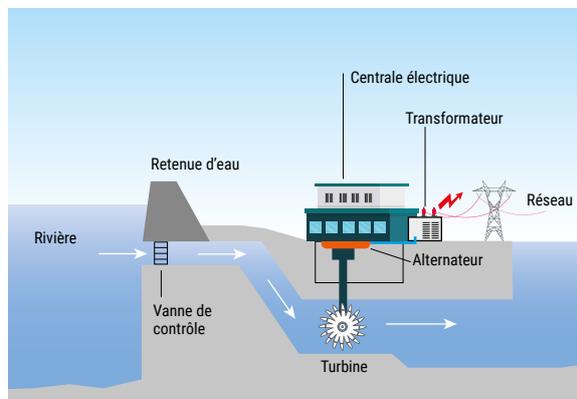
UN POTENTIEL DIFFICILE À METTRE EN ŒUVRE

Le parc de puissance hydroélectrique français évolue très peu, et ce depuis de nombreuses années. Le segment des grands barrages n'offre pratiquement plus de possibilité d'accroissement car tous les sites exploitables ont été équipés au cours du siècle dernier. Ces infrastructures sont com-

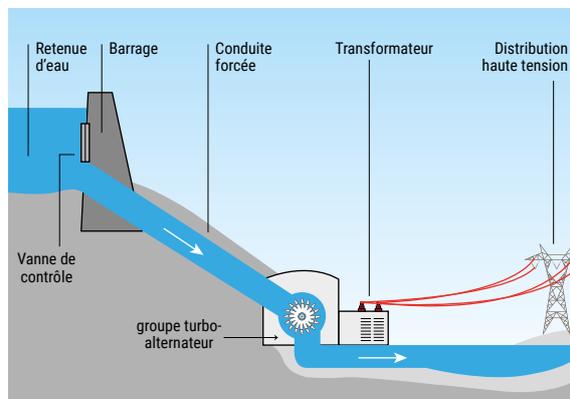
Schéma n° 1

Schémas des différentes technologies d'ouvrages hydroélectriques

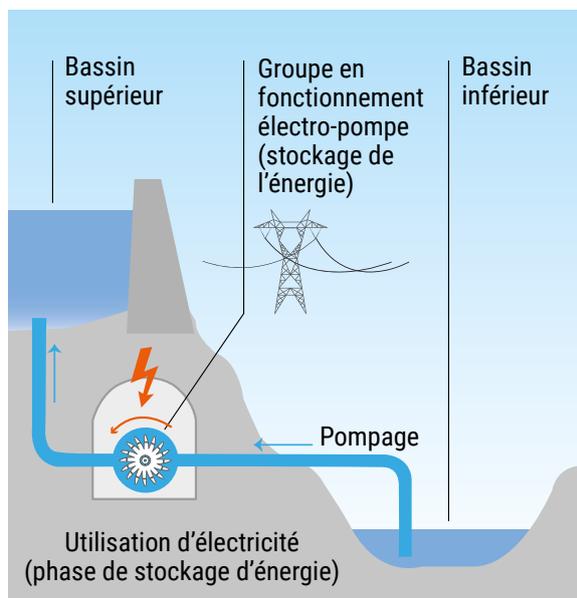
Source : Observ'ER, 2024.



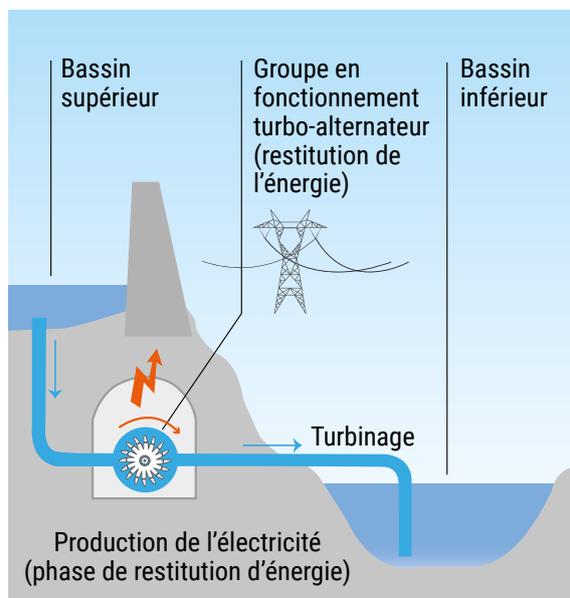
Centrale au fil de l'eau



Centrale de lac



Step en phase de stockage



Step en phase de production

plexes à réaliser sur le plan technique et impliquent des impacts environnementaux importants. De plus, ces barrages nécessitent des chantiers de plusieurs années avec parfois la nécessité de déplacer des populations. Sur le segment de la petite hydraulique (jusqu'à 12 MW), la situation est différente puisque le segment dispose d'un réel potentiel qui a déjà été plusieurs fois identifié. En 2014, un travail a été mené

par la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC), la Direction de l'eau et de la biodiversité (DEB), les directions régionales de l'environnement, de l'aménagement et du logement (Dreal) et les producteurs. Il en était ressorti un potentiel estimé à 11,7 TWh de production supplémentaire, réparti entre des installations nouvelles (10,3 TWh par an) et l'équipement de seuils existants (1,4 TWh



par an). Il s'agit cependant d'un potentiel théorique qui ne prend pas en compte la maîtrise des impacts environnementaux. Or près de trois quarts de ce potentiel ne peuvent être exploités du fait du classement en liste 1 de nombreux cours d'eau. Cette liste recense les cours d'eau en très bon état écologique ou identifiés comme jouant un rôle de réservoir biologique, et aucune autorisation ou concession ne peut être accordée pour la construction de nouveaux ouvrages sur ces fleuves ou rivières. L'accroissement de la production hydraulique est en outre impacté par l'augmentation des débits réservés qui est pleinement entrée en vigueur au 1^{er} janvier 2014. Les débits réservés correspondent aux débits minimaux que les propriétaires d'ouvrages doivent maintenir dans les cours d'eau de façon à garantir en permanence la vie, la circulation et la reproduction des espèces présentes. Une fois ce cadre réglementaire posé, on comprend que le développement sur le terrain de l'hydroélectricité soit lent. En vue de la définition des objectifs de la filière pour la nouvelle programmation pluriannuelle de l'énergie, la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) du ministère de l'Économie et des Finances avait réévalué en août 2023 le potentiel hydroélectrique pour la France métropolitaine à l'horizon 2035. Le rapport révèle un potentiel théorique, hors Liste 1, de 653 MW de nouveaux sites à travers la France pouvant fournir 2 332 GWh par an. Une bonne part de ce potentiel se trouve en Auvergne Rhône-Alpes (285 MW), mais l'Occitanie et la Provence-Alpes-Côte d'Azur comportent également de beaux gisements avec respectivement 193 MW et 104 MW. En plus de la création de nouvelles infrastructures, le renforcement des sites déjà existants constitue un gisement

de 368 MW supplémentaires. Une optimisation de l'existant qui constitue un enjeu tout particulier car face aux oppositions à tout nouveau projet et au changement climatique qui impacte la ressource en eau, l'amélioration de centrales en activité se révèle comme le moins compliqué des chemins pour faire avancer le secteur. Ainsi, la Compagnie nationale du Rhône (CNR), qui a renouvelé la concession du Rhône jusqu'en 2041, a plusieurs projets pour moderniser le parc actuel. La compagnie prévoit d'installer six petites centrales hydroélectriques sur des barrages existants entre 2031 et 2035, pour un gain de puissance de 5 à 10 MW. Dans les cartons également, la hausse de capacité de l'aménagement hydroélectrique de Montélimar, avec un changement de turbines mais aussi de hauteur d'eau, qui devrait faire gagner 100 MW de puissance à l'horizon 2035.

LE PROJET RHÔNERGIA, SYMBOLE DES DIFFICULTÉS DE LA FILIÈRE

Situé à 40 km en amont de Lyon entre l'Isère et l'Ain, le projet Rhôneergia porté par la CNR devait assurer la production de 140 gigawattheures (GWh) par an d'électricité, soit la consommation annuelle (hors chauffage) d'une ville de 60 000 habitants (équivalent à Chambéry). L'ouvrage impliquait la construction d'un barrage, d'une usine, de passes à poissons et d'une digue de 4 km, avec une retenue d'eau de 22 km, pour un investissement de 330 millions d'euros. Un projet d'envergure mais qui avait été rapidement contesté, notamment par les associations environnementales, en raison de son impact sur le dernier tronçon sauvage du Rhône et sa biodiversité. Autres points de vigilance : les possibles conséquences sur l'eau potable pour la métropole de Lyon et la basse vallée de l'Ain, mais

EN RÉSUMÉ



L'actualité de la filière

- **Première filière renouvelable électrique en 2023 avec une capacité installée de 26 GW et plus de 55 TWh**
- **Un parc qui progresse très lentement** Depuis 2016, sur le segment des sites de moins de 4,5 MW, les appels d'offres de la CRE ont retenu moins de 120 GW de nouvelles puissances sur un objectif initial de 205 GW.
- **Un potentiel évalué par la DGEC à 653 MW de nouveaux sites pouvant fournir 2 332 GWh par an, à quoi s'ajouteraient 368 MW de renforcement de sites existants.**
- **15 1130 équivalents temps plein en 2023 (+ 1,2 % par rapport à 2022) pour un chiffre d'affaires de 4 819 millions d'euros (+ 15,6 %).**

aussi l'interface avec les besoins de refroidissement de la centrale du Bugey et des futurs EPR2. Après une concertation préalable du public, l'État a fait connaître le 29 août 2024 sa décision de ne pas poursuivre le projet. Ce dernier étant désormais stoppé, la CNR réfléchit à des pistes alternatives avec en premier lieu l'optimisation de la production des centrales actuelles, puisque la PPE2 (2019 à 2028) précise que 60 % de l'hydroélectricité produite en plus d'ici à 2028 proviendra de l'optimisation d'aménagements existants. Dans le cadre de cette optimisation, 37 projets seraient retenus pour une seconde

phase d'étude, dont 23 de modernisation des sites, 7 présentant une complexité et une ampleur moyenne et 7 une forte complexité. Toutefois, la réaffectation du budget prévu pour Rhônergia pourrait également se faire au profit des plans quinquennaux 5 Rhône, qui visent cinq volets d'action : le développement des énergies vertes et de l'hydrogène ; le renforcement de la navigation sur le Rhône ; l'adaptation de l'agriculture du sillon rhodanien ; la préservation et la restauration du vieux Rhône ; et le soutien à des projets du territoire, par exemple l'aménagement des berges ou la finalisation de la voie cyclable ViaRhôna. Deux consultations du comité de suivi sont prévues pour aborder les modalités de réaffectation.

PLUS DE 15 000 EMPLOIS ET 4,8 MILLIARDS DE CHIFFRE D'AFFAIRES

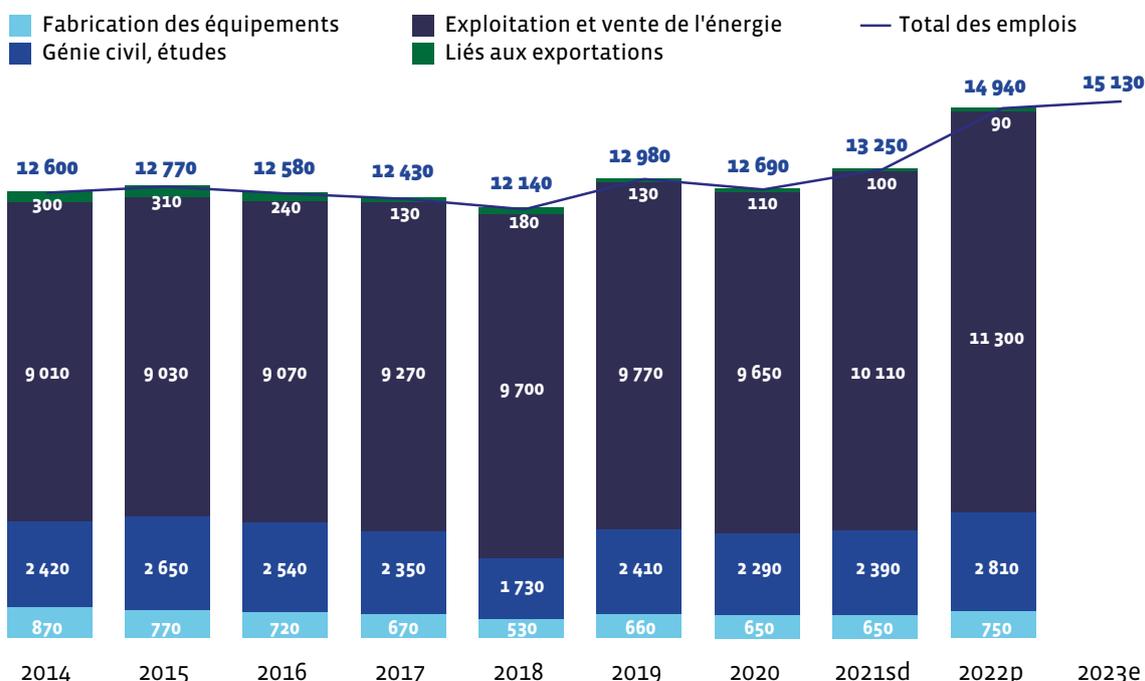
Dans son étude annuelle, « Marché et emplois concourant à la transition énergétique dans le secteur des énergies renouvelables et de récupération », l'Ademe estime l'emploi direct du secteur hydroélectrique à 15 130 équivalents temps plein (ETP) en 2023 pour un chiffre d'affaires de 4,8 milliards d'euros. Ainsi depuis 2013, l'emploi s'est maintenu entre 12 000 et 13 500 ETP. Le détail de la composition des emplois pour 2022 (année la plus récente pour laquelle ce détail est disponible) montre la forte part des emplois liés à l'exploitation et à la maintenance des centrales. Un résultat logique pour un secteur où la réalisation de nouvelles centrales et la modification d'anciennes ne représentent qu'une toute petite partie de l'activité économique. En matière de chiffre d'affaires, le secteur oscille autour des 3 à 4 milliards par an. Si la partie ingénierie française se porte bien, la partie industrielle a perdu gros avec l'arrêt de GE Hydro

Graphique n°3

Emplois directs dans la filière hydraulique française

Source : « Marché et emplois concourant à la transition énergétique dans le secteur des énergies renouvelables et de récupération », Ademe, 2024.

sd : semi-définitif ; p : provisoire ; e : estimé



France. Issue du rachat des activités « énergie » d'Alstom à General Electric en 2015, cette filiale était spécialisée dans la production de turbines hydrauliques de grande puissance. En 2019, elle affichait encore un chiffre d'affaires de 212 millions d'euros (avec une partie en ingénierie et études), dont 84 % à l'exportation, et employait près de 750 salariés. Cependant, en 2017, GE Hydro a annoncé l'arrêt de la fabrication des turbines hydrauliques sur son site de Grenoble et en 2021 le groupe a annoncé la fermeture de son site de Belfort, site de fabrication des alternateurs pour barrages hydroélectriques. La fermeture des sites de GE Hydro France n'a pas été une bonne nouvelle pour la filière mais il existe par ailleurs une quinzaine d'autres entreprises françaises fabriquant des turbines, dont notam-

ment Hydro Power Plant (HPP), Fugu-Tech, M2J Technologies, Turbiwatt ou Mecamidi.

MIEUX VALORISER LA FLEXIBILITÉ

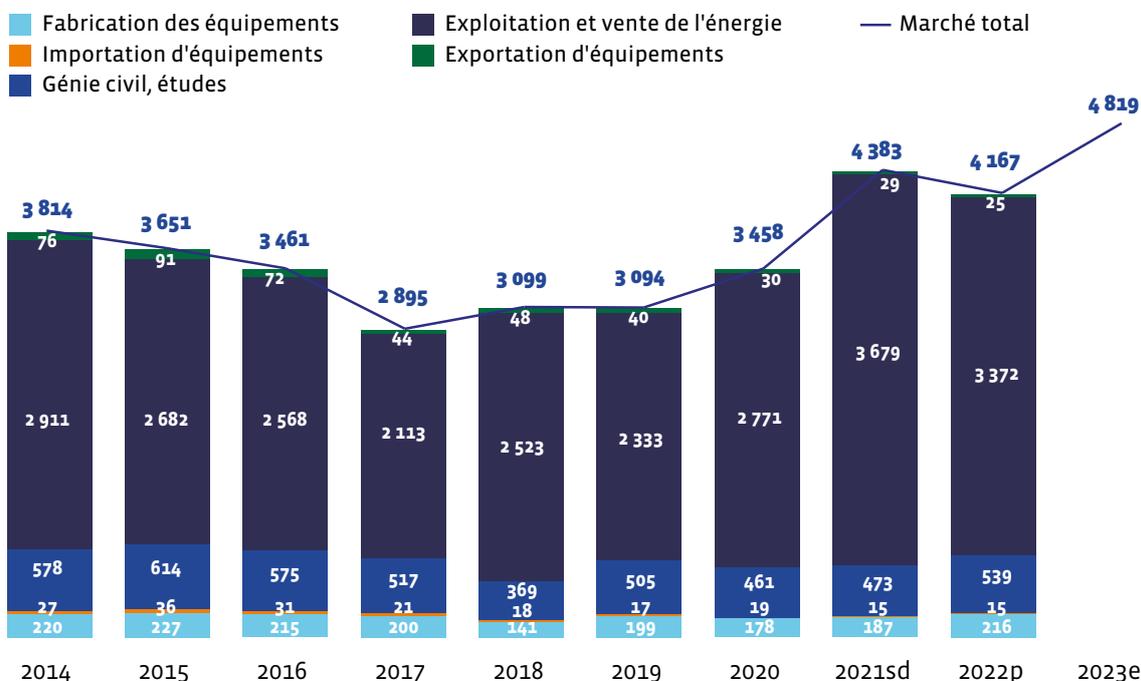
Les ouvrages hydroélectriques constituent aujourd'hui le principal outil de stockage de l'électricité à grande échelle et jouent, à ce titre, un rôle particulier dans la transition énergétique française. Sur le plan électrique, cette transition doit s'appuyer sur trois piliers : le déploiement des énergies renouvelables, un renforcement des réseaux axé sur des schémas régionaux et la diffusion de technologies de stockage. Pour cette dernière catégorie, les batteries de grande puissance sont encore dans leur courbe d'apprentissage économique et représentent peu de capacités disponibles. En France comme en

Graphique n°4

Chiffre d'affaires de la filière hydraulique française (en M€)

Source : « Marché et emplois concourant à la transition énergétique dans le secteur des énergies renouvelables et de récupération », Ademe, 2024.

sd : semi-définitif ; p : provisoire ; e : estimé



Europe, seules les stations de pompage, les centrales d'éclusées, les lacs de barrage ou les centrales au fil de l'eau sont capables d'aider à la régulation du réseau électrique en absorbant les surplus ou en réinjectant massivement de l'énergie en cas de besoin. Cette flexibilité d'intervention rapide est un des volets centraux de la transition énergétique française puisque le pays a planifié une très forte pénétration des technologies renouvelables variables dans son mix électrique. Ainsi, les différents scénarios présentés par RTE pour l'horizon 2050 nécessitent au moins 61 GW de capacité de flexibilité, dont 8 GW pourraient être fournis par des stations de pompage hydrauliques (contre 5 GW aujourd'hui).

Par ailleurs, 14 GW d'hydroélectricité sont déjà certifiés sur le registre du mécanisme de

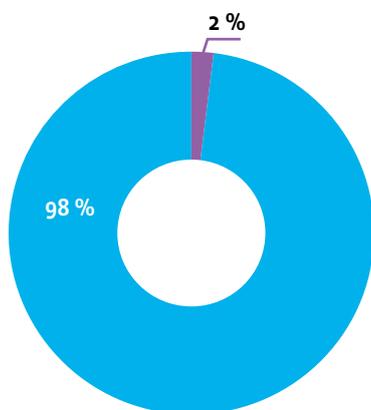
capacité. Il s'agit d'un dispositif instauré par les articles L. 335 et R. 335 du Code de l'énergie visant à garantir une certaine sécurité d'approvisionnement électrique. Concrètement, chaque fournisseur d'électricité doit prouver sa capacité (proportionnelle à la consommation de ses clients lors des périodes de pointes) via des garanties de capacité obtenues auprès de producteurs à la demande (comme les centrales hydroélectriques pilotables) ou d'opérateurs d'effacement. Dans ce domaine, les 4 100 MW de centrales d'éclusées ont la puissance de modulation de plusieurs milliers de batteries et leur rôle est donc très précieux. Toutefois, la filière appelle depuis de nombreuses années les pouvoirs publics à mettre en place des mécanismes supplémentaires, plus fins, pour rémunérer la flexibilité offerte



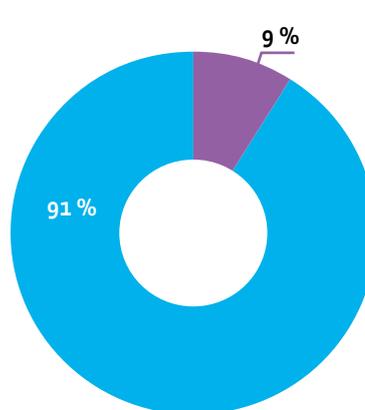
Une nouvelle PPE essentiellement tournée vers une consolidation du parc

La nouvelle programmation pluriannuelle de l'électricité affiche des objectifs pour la filière hydroélectrique pour les horizons 2030 et 2035. Dans la lignée de la précédente, la feuille de route se structure surtout autour d'une consolidation du parc en exploitation plutôt que de son développement. À 2030, l'objectif est d'atteindre 26,3 GW de capacité et 54 TWh de production, soit des chiffres très proches de ceux actuels. Pour 2035, la barre est fixée à 28,5 GW de puissance mais toujours en conservant un même niveau de production (54 TWh). 2,8 GW supplémentaires sont attendus à l'horizon 2035 incluant environ 1,7 GW de stations de transfert d'énergie par pompage et 610 MW sur des installations de plus de 4,5 MW. Un accent particulier est donc mis sur les ouvrages de grande puissance, qui sont la clé de voûte de la majeure partie de la production hydroélectrique nationale et qui sont également d'importants acteurs de flexibilité du réseau avec leur possibilité de stocker l'énergie. Le but est de moderniser les sites en place afin de les rendre plus résiliants aux changements climatiques qui vont de plus en plus impacter les débits des fleuves ou des cours d'eau.

Progression vers l'objectif 2030



Progression vers l'objectif 2035



■ Part réalisée

■ Part à développer

■ Part réalisée

■ Part à développer

Pour la petite hydraulique, la stratégie de la poursuite des appels d'offres est maintenue pour à la fois aller chercher de nouveaux sites et rénover les ouvrages existants. Ici, l'objectif est de développer le parc de 485 MW supplémentaires sur les sites de moins de 4,5 MW d'ici 2035 tout en maintenant un haut niveau de protection de la biodiversité et des fonctionnalités naturelles des cours d'eau. Au vu des résultats des phases d'appels d'offres depuis 2016 (voir début de cette fiche), il est clair que les dispositifs devront être revus pour espérer s'approcher des objectifs affichés.

Observ'ER

Le baromètre 2024
de l'électricité renouvelable
en France

par les ouvrages hydrauliques qui, d'après une étude commandée par FHE au cabinet Compass Lexecon, représenteraient près de la moitié de la flexibilité sur le réseau français. L'association du secteur, France hydro électricité (FHE), s'est penchée sur des pistes expérimentées à l'étranger, notamment en Allemagne où des plateformes locales de marché de l'électricité mettent en rapport besoins et offre de flexibilité tout en définissant un prix pour ce service.

LE DÉBAT SUR LE RENOUVELLEMENT DES CONCESSIONS REFAIT SURFACE

Véritable serpent de mer pour la filière depuis plus de quinze ans, la question du renouvellement des concessions hydroélectriques des plus grosses installations est revenue une nouvelle fois à la surface en 2024. En France, il est nécessaire de disposer d'une concession de l'État pour exploiter les ouvrages hydrauliques de 4,5 MW et plus. Celle-ci est donnée pour une durée de soixante-quinze ans et peut être renouvelée pour une période allant de trente à quarante ans. Ce régime concerne un peu plus de 340 sites qui en puissance représentent 90 % du total exploitable dans le pays.

La législation de l'Union européenne impose aux États membres d'ouvrir à la concurrence leurs concessions hydroélectriques, qu'il s'agisse de nouvelles concessions ou de renouvellements. Toutefois, la France refuse cette solution et cherche depuis plus d'une décennie à contourner l'obstacle, arguant que les sites en concession jouent un rôle trop important dans l'autonomie énergétique du pays et que leur gestion englobe des aspects sociaux et environnementaux très sensibles. Résultat: une quarantaine de concessions sont déjà échues à fin 2024 sans avoir été renouvelées, elles seront une soixantaine fin 2025.

Observ'ER

Le baromètre 2024 de l'électricité renouvelable en France

EN RÉSUMÉ



Quelles perspectives pour l'hydroélectricité ?

- **De nouveaux objectifs PPE : 26,3 GW de capacité à fin 2030 puis 28,5 GW à fin 2035 avec à chaque fois un productible de 54 TW.**
- **L'impasse du renouvellement des concessions qui impacte les travaux de maintenance et de modernisation du parc.**
- **Mieux valoriser l'atout de flexibilité** Les sites hydroélectriques sont les seuls ouvrages capables de stocker de l'électricité à grande échelle. La filière réclame des mécanismes supplémentaires pour rémunérer cette flexibilité.

L'un des effets corollaires de cette situation est le gel d'une bonne part des investissements nécessaires à la maintenance et à la modernisation des installations existantes, notamment pour les stations de pompage turbinage, indispensables outils de stockage d'énergie mais nécessitant de lourds frais d'entretien. Pour faire avancer ce dossier, la commission des affaires économiques de l'Assemblée nationale a lancé en mai 2024 une mission d'information sur les modes de gestion et d'exploitation des installations hydroélectriques. Cependant, cette mission a été interrompue presque un mois après sa création, suite à la dissolution de l'Assemblée nationale en juin 2024. La commission des affaires économiques de l'Assemblée nationale a relancé une mission d'information en septembre 2024 pour enfin avancer sur ce sujet très épineux. ●



3 QUESTIONS

de l'Observatoire
des énergies renouvelables



à **Jean-Marc Lévy**,
délégué général
de France hydro
électricité

1 Quelles sont les réactions de la filière face à la feuille de route décrite dans la nouvelle PPE dont le texte est en cours de validation ?

La filière hydroélectrique, représentée par France hydro électricité, accueille favorablement les objectifs de la nouvelle Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), soulignant leur importance pour la transition énergétique et la sécurité d'approvisionnement. Toutefois, elle insiste sur plusieurs points essentiels pour garantir leur atteinte. La filière appelle à une adaptation du cadre réglementaire pour faciliter le renouvellement des concessions sous forme d'autorisations et à maintenir les dispositifs de soutien financier (contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération) pour les petites installations, qui sont cruciaux pour les PME du secteur. Les objectifs de 485 MW pour la petite hydroélectricité et de 1,7 GW pour les Step sont jugés atteignables, à condition de lever certaines barrières administratives et de simplifier les cahiers des charges des appels d'offres, souvent trop

complexes pour les petites structures. Nous proposons également d'encourager le marnage, dans le respect des enjeux écologiques, pour renforcer la modulation de la production et la stabilité du réseau électrique. De plus, la transposition de la directive européenne RED III est perçue comme une opportunité unique pour résoudre les blocages administratifs et accélérer le développement de projets. Cependant, la filière souligne que le soutien politique, bien qu'indispensable, reste insuffisant si certaines pratiques administratives ne sont pas encadrées. En particulier, elle alerte sur la question des débits réservés, qui sont systématiquement relevés sans qu'un bénéfice concret pour la biodiversité ait été démontré. Ces exigences entraînent une perte significative de productible, affaiblissant inutilement les performances des centrales. Il est urgent que le ministère de la Transition énergétique s'empare de ce sujet et établisse des règles claires et pragmatiques pour encadrer ces demandes. Sans cette action, les objectifs ambitieux de la PPE risquent de perdre leur cohérence et leur faisabilité.

2 Où en est l'industrie française de la filière petite hydroélectricité ?

L'industrie française de l'hydroélectricité, bien que confrontée à une stagnation des nouveaux projets nationaux, parvient à se maintenir grâce à un savoir-faire historique et à sa capacité à s'adapter aux défis sans cesse

renouvelés. Par ailleurs, le dynamisme du secteur est soutenu par une forte capacité d'innovation, qui touche l'ensemble de la chaîne de valeur: turbines, gestion numérique des installations, solutions pour la biodiversité, ou encore optimisation des systèmes de modulation. Les Rencontres annuelles de France Hydro, véritable vitrine de ces innovations, illustrent parfaitement la résilience et l'ingéniosité des acteurs de la filière. Bien que des appels d'offres soient organisés chaque année, les cahiers des charges restent souvent trop complexes pour la majorité des producteurs, en particulier les PME. Sur le plan réglementaire, la sortie, attendue mi-2025, de l'arrêté rénovation pour les installations de plus de 1 MW exploitées par des PME représentera un levier majeur pour relancer les investissements. Enfin, l'exportation continue de jouer un rôle crucial pour compenser la faiblesse du marché domestique, permettant ainsi de préserver les compétences et de maintenir la compétitivité à l'international. Malgré ces atouts, un soutien public accru et une simplification des exigences administratives restent indispensables pour assurer la pérennité et le développement de cette filière stratégique pour la transition énergétique.

3 Y a-t-il eu des avancées quant à des mécanismes financiers mieux dédiés pour rémunérer la flexibilité de la filière hydroélectrique ?

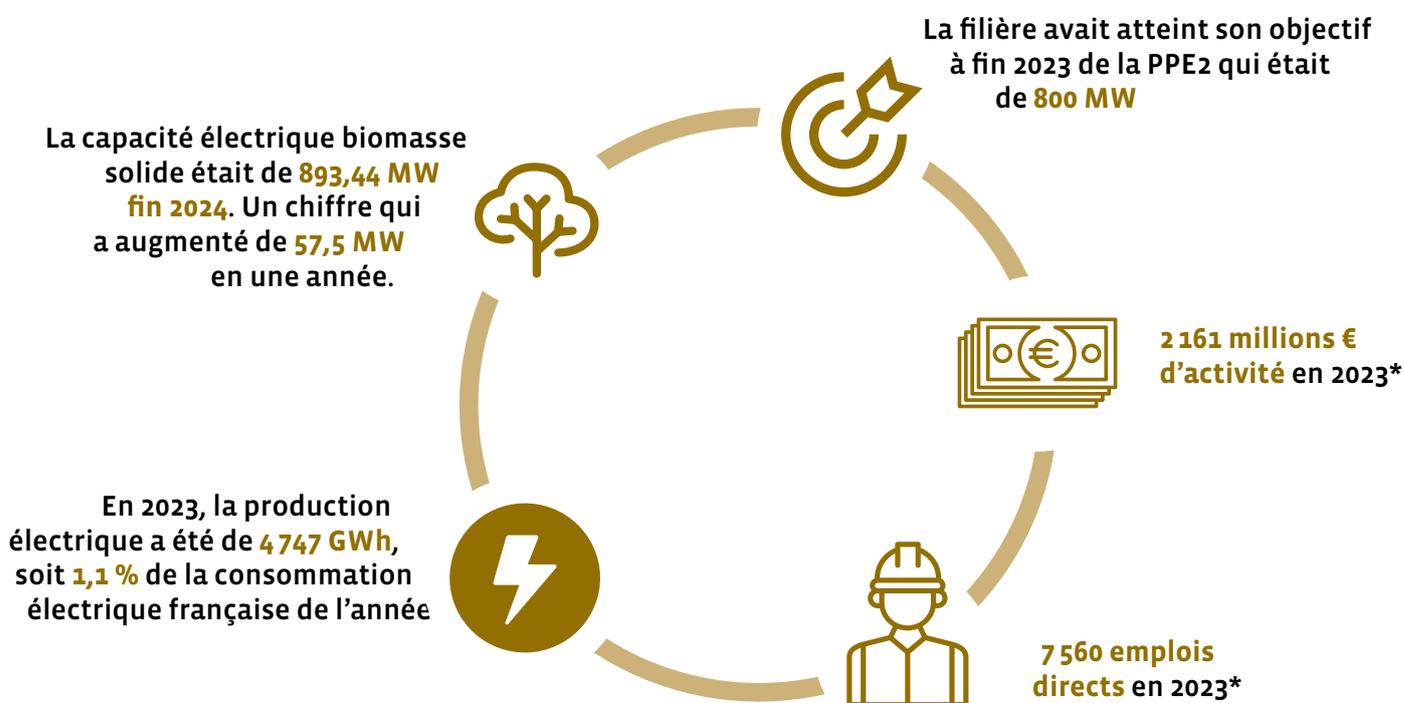
La flexibilité offerte par l'hydroélectricité est essentielle pour répondre aux défis croissants de l'équilibrage du réseau électrique dans un contexte de transition énergétique. Si quelques avancées ont été réalisées pour rémunérer ces services, des efforts supplémentaires sont nécessaires pour en faire un véritable levier

économique pour la filière. Le marché d'ajustement, piloté par RTE, constitue un outil clé pour valoriser cette flexibilité. Bien qu'il reste difficile d'accès pour les petits producteurs en raison des exigences techniques et des coûts de gestion, des solutions, comme le recours à des agrégateurs, simplifient progressivement l'intégration des petites centrales. Nous nous engageons à accompagner nos adhérents pour renforcer leur participation à ce marché, en mettant à disposition des outils pédagogiques et en facilitant les échanges avec les acteurs du système électrique. Par ailleurs, les mesures qui devraient être prochainement prises pour réduire les périodes de prix négatifs montrent une volonté de valoriser la modulation de production. De même, la sortie prévue mi-2025 de l'arrêté rénovation pour les installations de plus de 1 MW pourrait intégrer des mécanismes dédiés à cette flexibilité, notamment pour encourager la modernisation des infrastructures. La filière reste dans l'attente d'un modèle économique viable pour les stations de transfert d'énergie par pompage (Step). La filière attend un cadre qui assure une égalité de concurrence basée sur les performances exigées par l'État, tout en sécurisant les investissements. Si les premières initiatives sont encourageantes, elles ne répondent pas encore pleinement aux besoins de la filière. France hydro électricité continue de plaider pour un cadre réglementaire et économique plus adapté, permettant de rémunérer équitablement les services uniques rendus par l'hydroélectricité. ●

La centrale par cogénération Biowatts produit à la fois de la chaleur et de l'électricité verte à partir de biomasse (Angers).

BIOMASSE

Rodolphe Escher/Dalkia



47

* Toutes valorisations énergétiques confondues.



Essentiellement tournées vers la production de chaleur, les centrales biomasse jouent tout de même un rôle dans le mix électrique national grâce à la cogénération. La mise en service, au fil du temps, des installations sélectionnées dans le cadre des appels d'offres CRE cogénération biomasse a permis à la filière de dépasser les objectifs fixés par la PPE2 pour 2023. Le projet de PPE3 n'en prévoit pas d'autres en l'état.

Observ'ER

Le baromètre 2024 de l'électricité renouvelable en France

BIOMASSE SOLIDE

En France, comme dans de nombreux autres pays européens, la biomasse solide est la première des énergies renouvelables en matière de production d'énergie primaire. En 2023, la production primaire d'énergie issue de biomasse solide s'élève à 114 TWh, soit 31 % de la production primaire de l'ensemble des filières renouvelables, un chiffre relativement stable par rapport à 2022 (112 TWh pour 34 %). Cette énergie est consommée à 90 % sous forme de chaleur et surtout dans le secteur résidentiel. Cependant, la part consommée par les énergéticiens augmente significativement (13 % en 2013 contre 22 % en 2023), du fait du fort accroissement de l'utilisation du bois par les installations de cogénération et les réseaux de chaleur. En matière de cogénération (production conjointe de

chaleur et d'électricité), la biomasse solide présente plusieurs avantages : un rendement énergétique souvent bien supérieur à 75 %, un coût à la tonne de carbone évitée parmi les plus bas et la possibilité d'assurer des productions en continu et donc qui peuvent être facilement pilotables. À fin 2024, la France métropolitaine comptait 73 centrales biomasse solide recensées produisant de l'électricité, pour une puissance de 893,44 MWe. Le secteur a ainsi largement atteint les objectifs fixés par la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) de 2020 d'atteindre 800 MWe en 2023 (même niveau à 2028). Par ailleurs, la nouvelle PPE3 n'a inscrit aucun nouvel objectif pour la filière en matière de production d'électricité.

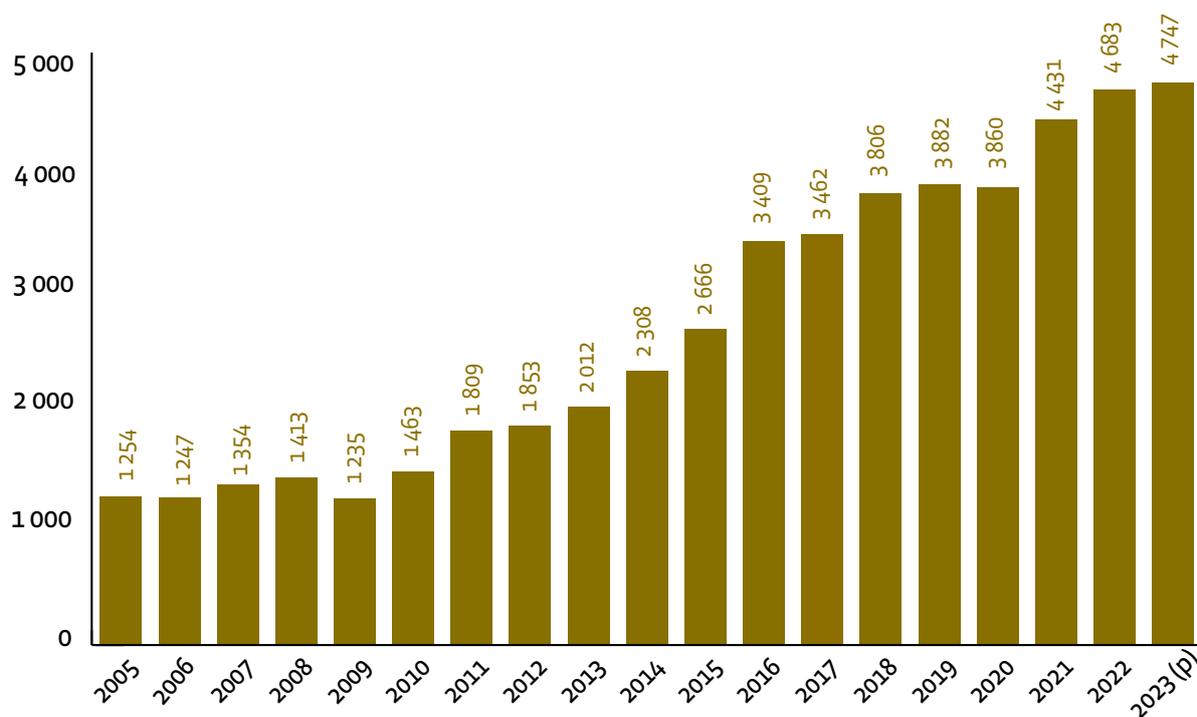


Graphique n° 1

Production brute d'électricité à partir de biomasse solide en France en GWh

Source : SDES.

p. : prévisionnel



Observ'ER

Le baromètre 2024
de l'électricité renouvelable
en France

À GARDANNE, UN SURSIS DE HUIT ANS

En 2023, la production électrique brute à partir de biomasse a été de 4 747 GWh contre 4 683 GWh en 2022. Elle est donc relativement stable. Jusqu'en 2016, le développement des centrales de cogénération biomasse était soutenu via un système d'appels d'offres organisé par la Commission de régulation de l'énergie (CRE), par lequel l'État fixait un tarif d'achat préférentiel pour l'électricité produite, et par un système de tarif d'obligation d'achat appliqué à guichet ouvert aux projets ne répondant pas aux cahiers des charges des appels d'offres. Ce dispositif a été abrogé en mai 2016 pour une mise en conformité avec les exigences de l'Union européenne. Désormais, le dispositif de soutien en place est le complément de rémunération et il a été utilisé par le dernier appel d'offres

pluriannuel organisé, celui de CRE5 (2016, 2017, 2018). Devant la progression de la filière et conformément aux orientations sur la valorisation prioritaire de la biomasse sous forme de chaleur, depuis 2018, aucun autre appel d'offres n'a été organisé. L'un des projets les plus emblématiques du secteur est celui de la centrale électrique à charbon de Gardanne (Bouches-du-Rhône), dont la tranche 4 a été convertie à la biomasse en 2016 avec l'ambition de fournir 6 % de la production d'électricité de la région Paca et de couvrir 3 % de sa consommation (150 MWe, CRE4). Cependant, les grandes quantités de combustible nécessaires à son approvisionnement (850 000 t/an) et leur provenance pour moitié du Brésil ont créé à l'époque de vives polémiques, grèves et rebondissements judiciaires. Suite à l'engagement pris

Hynovera : un projet encore en évolution

La fermeture de la tranche charbon et le maintien de la tranche biomasse de Gardanne s'accompagnent d'un Pacte pour la transition écologique et industrielle du territoire de Gardanne-Meyreuil. Il devait voir aboutir la création sur le site de la tranche charbon d'une unité de production de différents carburants renouvelables à partir d'hydrogène renouvelable et de biomasse forestière (projet Hynovera de Hy2gen), d'une scierie (projet Filière bois) et d'un système d'alimentation d'un réseau de chaleur (projet Canthep). Les associations environnementales ne sont cependant pas en faveur de ces investissements. Le projet Hy2gen SAS France (Aix-en-Provence) connaît ainsi de nombreux rebondissements. Suite à la phase de concertation préalable, le maître d'ouvrage a décidé en mars 2024 d'abandonner la production de méthanol et de produire uniquement du carburant d'aviation durable pour des acteurs locaux. Ces carburants seront en outre fabriqués à partir de CO₂ biogénique et non plus de biomasse forestière. La scierie industrielle, qui occuperait une surface de deux ou trois hectares, utiliserait du bois local. Les déchets de bois serviraient à alimenter la centrale biomasse, tandis que la chaleur générée lors de la production électrique serait utilisée par la scierie pour sécher le bois. Le projet Canthep, canal thermique de Provence, porté par GazelEnergie et Engie, vise, lui, à alimenter les réseaux de chaleur d'Aix-en-Provence, Gardanne et Meyreuil à partir des fumées émises. Outre Hynovera, Filière bois et Canthep, d'autres projets industriels sont étudiés.

par le président Emmanuel Macron de fermer les quatre dernières centrales à charbon françaises d'ici à 2022, Uniper a vendu Gardanne à GazelEnergie, filiale du groupe tchèque EPH. Le nouveau propriétaire a fermé la tranche charbon de 600 MW en décembre 2020 et remis en fonctionnement la tranche biomasse en juillet 2021, avec un plan d'approvisionnement prévoyant de remplacer le bois brésilien par du bois européen. Après de nouveaux rebondissements judiciaires et l'annulation en mars 2023 par le Conseil d'État de l'autorisation d'exploiter de la centrale, la cour administrative d'appel de Marseille a accordé un sursis à GazelEnergie en novembre 2023 et imposé de réaliser d'ici un an une analyse détaillée des conséquences environnementales de la centrale biomasse. À l'arrêt, l'entreprise ayant dénoncé son contrat avec l'État en raison de la hausse des coûts de la biomasse, la centrale devrait reprendre ses activités

en janvier 2025, selon les annonces faites fin novembre 2024 par la ministre déléguée chargée de l'Énergie de l'époque, qui a déclaré avoir trouvé un accord avec GazelEnergie. Ce dernier porte sur un contrat d'achat d'électricité sur une période de huit ans, à hauteur de 800 millions d'euros, pour une production de 4 000 heures au lieu de 7 500 heures, selon *Les Échos*. Les approvisionnements en biomasse seraient ainsi réduits de 850 000 à 450 000 tonnes. GazelEnergie a par ailleurs assuré que l'ensemble des études environnementales sont en cours d'instruction par les services de l'État.

CRE5 : LES PROJETS CONTINUENT DE SE CONCRÉTISER

Face aux polémiques liées à la centrale de Gardanne, il a fallu attendre 2016 pour que l'appel d'offres CRE5 soit lancé. Il s'agit d'une procédure pluriannuelle (2016, 2017, 2018) d'envergure

Des projets hors appel d'offres

Malgré l'absence d'appel d'offres CRE, des projets continuent à se développer. On peut signaler le projet d'unité de cogénération par gazéification de bois de recyclage d'1 MW à Orgeval dans les Yvelines, où Inoé, le spécialiste francilien du combustible biomasse bois-énergie, porte le développement de la Ligno Vallée. L'unité alimentera en électricité et en chaleur ce pôle d'excellence dédié aux professionnels du bois, qui rassemble un tissu d'acteurs économiques de la filière forêt-bois francilienne. Le surplus d'électricité sera injecté sur le réseau public. L'unité est développée en compte propre par le spécialiste français des solutions sur mesure de valorisation énergétique de la biomasse Charwood Energy dans le cadre d'un partenariat avec Inoé, qui fournit les intrants (cf. interview).

Toujours hors appel d'offres CRE, une unité de cogénération d'1,5 MWe a vu le jour à Badaroux (Lozère) dans le cadre d'un partenariat signé entre Engie Solutions et le spécialiste de la transformation du bois Néofor. Elle fournit en chaleur et en électricité la nouvelle usine Néofor de production de panneaux de bois massif multicouches à partir de collage de feuilles de bois pour des usages d'intérieur (agencement, ameublement, menuiserie) et est alimentée par les déchets de bois du site.

réduite. Chaque volet porte sur 50 MWe : 10 MWe pour les projets de 0,3 à 3 MWe et 40 MWe pour ceux compris entre 3 et 25 MWe. L'efficacité énergétique minimale requise est de 75 %, soit un taux qui limite les chances des réseaux de chaleur, qui ne peuvent valoriser l'énergie thermique l'été (pour CRE3 et 4, ce seuil n'était respectivement que de 50 et 60 %). Lors de la première tranche du CRE5, 12 projets ont été retenus pour une puissance cumulée de 62 MWe. Dans la tranche des opérations de moins de 3 MWe, quatre projets sur neuf ont abouti. Dans la tranche des opérations de plus de 3 MWe, tous ont été mis en service, dont le dernier en date est celui du papetier Fibre Excellence, à Saint-Gaudens (Haute-Garonne), pour une capacité de 25 MWe, l'un des plus importants retenus dans le cadre de l'appel d'offres CRE5.

La deuxième tranche du CRE5 a retenu sept dossiers de moins de 3 MWe représentant une puissance totale cumulée de 10,62 MWe et deux projets de plus de 3 MWe pour un total de 40,98 MWe. Parmi les moins de 3 MWe, la dernière mise en service est celle de la centrale biomasse par gazéification de Lury-sur-Arnon (Cher) de 1,18 MW, qui alimente une usine de fabrication de granulés de bois pour le chauffage. Les deux projets de plus de 3 MWe retenus ont abouti. Le projet Bio-Watt de 25 MWe de Fibre Excellence Provence à Tarascon (Bouches-du-Rhône) a été mis en service en juin 2023. Il s'inscrit dans le plan d'investissement global de 180 millions d'euros que Fibre Excellence Provence s'est engagé à conduire en août 2021 lors de la reprise de ce site spécialisé dans la production de pâte à papier. Le projet de la société irlandaise Biotricity à Maubourguet (Hautes-Pyrénées) de 15,98 MWe a lui été mis en service en 2024.

EN RÉSUMÉ



Quels faits marquants pour la filière ?

- **Près de 900 MW de capacité électrique raccordés à fin 2024**
Le parc progresse très peu chaque année et plus aucun appel d'offres CRE n'a été réalisé depuis 2018.
- **Une filière largement orientée vers la production de chaleur en métropole**
À l'instar de secteurs comme le biogaz ou la géothermie profonde, la biomasse solide a une feuille de route centrée sur la production de chaleur. Aucun objectif électrique n'a été retenu dans la PPE3.
- **Une vraie pertinence dans les ZNI**
Tous les départements ou régions d'outre-mer cherchent à développer leur production électrique biomasse (notamment en utilisant la bagasse), véritable levier pour améliorer leur indépendance énergétique.

Pour la troisième tranche des appels d'offres CRE5, le cahier des charges a subi des modifications : les projets consistant en une augmentation de puissance ne sont plus admissibles, et les installations candidates ne doivent pas avoir bénéficié pour leur réalisation d'une aide de l'Ademe pour la production de chaleur au cours des cinq dernières années. Au final, 14 projets ont été retenus, représentant une puissance totale de 74,1 MWe. Le projet Novawood de 14,6 MWe, coporté par Novacarb, filiale du groupe Seqens, et Engie Solutions, à Laneuveville-

BIOMASSE SOLIDE

devant-Nancy (Meurthe-et-Moselle), est entré en service en septembre 2022. Celui de Golbey (Vosges), du groupe Norske Skog (25 MWe), en 2024. Parmi les plus petites centrales, on peut citer celle de l'équarrisseur Atemax à Saint-Langis-lès-Mortagne de 1,6 MW mise en service récemment. Outre les sites retenus dans le cadre des appels d'offres, une quinzaine d'unités sont sous obligation d'achat, comme celle de la PME française Européenne de Biomasse, mise en service en juin 2020 sur la plateforme agro-industrielle de Pomacle-Bazancourt dans la Marne, dans le cadre de son complexe industriel Fica-HPCI, et celle de Veyrière Bois Énergie à Arlanc, de 2,6 MWe, mise en service fin décembre 2020.

À Cordemais, le projet de conversion à la biomasse de la dernière centrale au charbon en fonctionnement est à nouveau abandonné (Loire-Atlantique, 1 200 MW). Suite à l'annonce début 2020 d'Emmanuelle Wargon, alors secrétaire d'État auprès de la ministre de la Transition écologique et solidaire, de la prolongation de la centrale jusqu'en 2024 voire 2026, EDF avait soumis un projet consistant à tester sur le site un dispositif baptisé Écocombust, pour fabriquer localement un nouveau combustible à partir de biomasse végétale (déchets de bois). Celle-ci serait densifiée pour améliorer son rendement énergétique et la conditionner au final sous la forme de black pellets (granulés torréfiés). Le projet incluait la création, en 2021-2022, d'une unité de production de 160 000 tonnes de granulés par an pendant quinze ans et la modification des deux tranches de la centrale pour un fonctionnement à partir d'un mélange composé de 80 % de pellets et 20 % de charbon jusqu'à sa fermeture en 2026. L'usine de pellets poursuivrait, elle, après ses activités. La

direction d'EDF a cependant annoncé en juillet 2021 l'abandon du projet, les conditions technico-économiques ne semblant plus réunies. Mais en février 2022, Barbara Pompili, alors ministre de la Transition écologique, a annoncé le lancement d'un appel à manifestation d'intérêt (AMI) pour des projets de production industrielle de granulés, à hauteur de 80 000 tonnes par an, « réalisables rapidement dans un an à trois ans ». Le groupe Paprec, allié à EDF, a déposé un dossier pour relancer le projet et l'État a finalement donné le 17 janvier 2023 son feu vert pour le projet Ecocombust. La mise en service industrielle de l'usine était prévue pour 2025 (580 MWe). Mais la direction d'EDF a annoncé en septembre 2024 qu'elle arrêterait à nouveau le projet.

DANS LES ZNI, LA BIOMASSE PREND TOUTE SA PLACE

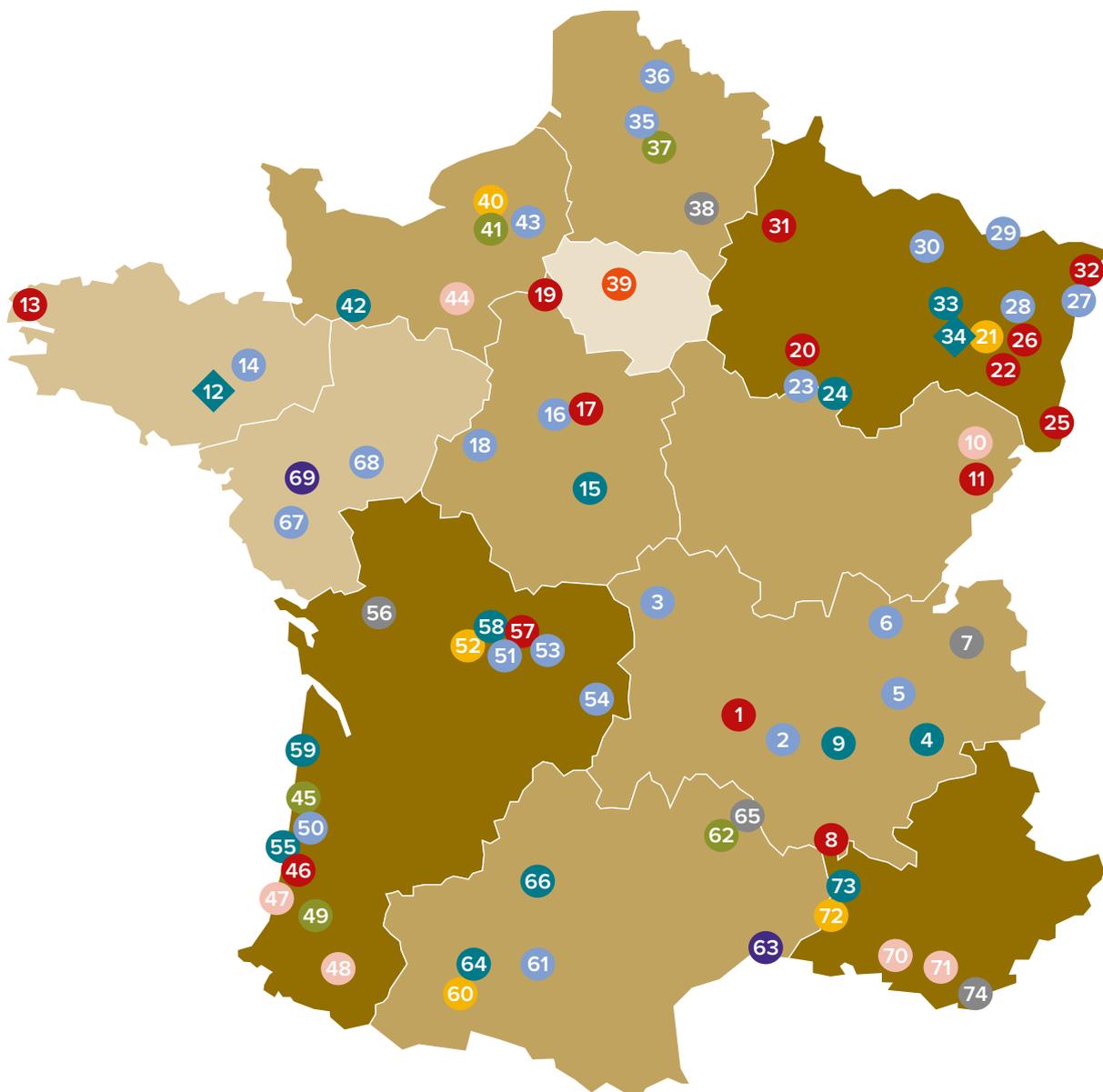
Dans les zones non interconnectées (ZNI), l'exploitation de la biomasse solide est un enjeu majeur. Ainsi, en Martinique, le groupe Albioma, racheté en avril 2022 par le fonds d'investissement américain KKR, a mis en service en septembre 2018 sur le site du Galion, à Trinité, la centrale Galion 2 de 40 MWe, alimentée par de la bagasse (résidus de l'exploitation de la canne à sucre) et de la biomasse. Albioma exploite également une centrale de cogénération en Guadeloupe et deux à la Réunion. En Guadeloupe, le groupe a achevé en novembre 2020 la conversion de la tranche 3 (34 MWe) de la centrale du Moule (93,5 MWe au total), qui fonctionnait à 100 % au charbon. Puis le 3 juillet 2024, après délibération de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) du 13 juin 2024 et signature d'un avenant au contrat d'achat d'électricité avec EDF, il a annoncé l'abandon total du charbon sur les deux premières

BIOMASSE SOLIDE

Carte n° 1

Cartographie des sites de production d'électricité à partir de biomasse solide à fin 2024

Source : Observ'ER, 2024.



53

- | | | |
|------------------|------|-------------------------|
| < 5 MW | CRE1 | Marché |
| de 5 à < 25 MW | CRE2 | OA (obligation d'achat) |
| de 25 à < 100 MW | CRE3 | Autoconsommation |
| plus de 100 MW | CRE4 | Non renseigné |
| | CRE5 | Projet en développement |

Observ'ER

Le baromètre 2024
de l'électricité renouvelable
en France

BIOMASSE SOLIDE

AUVERGNE RHÔNE-ALPES - 50,54 MW

- 1 Arlanc OA - 2,6 MW
- 2 Dunière CRE3 - 3,4 MW
- 3 Commentry CRE3 - 15 MW
- 4 Grenoble CRE5-1 - 8,3 MW
- 5 Le Cheylas CRE3 - 3,6 MW
- 6 Maillat CRE3 - 0,7 MW
- 7 Marignier NR - 2,9 MW
- 8 Pierrelatte OA - 12 MW
- 9 Saint-Avit CRE5-3 - 2,04 MW

BOURGOGNE FRANCHE-COMTÉ - 26,5 MW

- 10 Novillars CRE4 - 20 MW
- 11 Villers-sous-Montrond OA - 6,5 MW

BRETAGNE - 14,8 MW

- 12 Augan CRE5-3 - 0,8 MW
- 13 Lanvian OA - 5,2 MW
- 14 Noyal-Châtillon-sur-Seiche - CRE3 - 10,4 MW

CENTRE-VAL DE LOIRE - 36,18 MW

- 15 Lury-sur-Arnon CRE5-2 - 1,18 MW
- 16 Orléans CRE3 - 7,5 MW
- 17 Orléans OA - 12 MW
- 18 Saint-Pierre-des-Corps CRE3 - 7,5 MW
- 19 Chartres OA - 8 MW

GRAND EST - 127,7 MW

- 20 Bar-sur-Aube OA - 1,3 MW
- 21 Golbey CRE1 - 12 MW
- 22 Épinal OA - 6,4 MW
- 23 Gyé-sur-Seine CRE3 - 3,3 MW
- 24 Gyé-sur-Seine CRE5-1 - 1,4 MW
- 25 Saint-Louis OA - 5,2 MW
- 26 Rambervilliers OA - 9,6 MW
- 27 Strasbourg CRE3 - 10 MW
- 28 Urmatt CRE3 - 5 MW
- 29 Forbach CRE3 - 6,4 MW
- 30 Metz CRE3 - 9,5 MW
- 31 Pomacle-Bazancout OA - 12 MW
- 32 Strasbourg OA - 7 MW
- 33 Laneuveville-devant-Nancy CRE5-3 - 14,6 MW
- 34 Golbey CRE5-3 - 25 MW

HAUTS-DE-FRANCE - 41,3 MW

- 35 Estrées-Mons CRE3 - 13 MW
- 36 Lens CRE3 - 6,7 MW
- 37 Mesnil-Saint-Nicaise CRE2 - 16 MW
- 38 Venizel NR - 5,6 MW

ÎLE-DE-FRANCE - 0,5 MW

- 39 Corbeil-Essonnes Auto - 0,5 MW

NORMANDIE - 82,92 MW

- 40 Grand-Couronne CRE1 - 21 MW
- 41 Grand-Couronne CRE2 - 9 MW
- 42 Le Teilleul CRE5-1 - 1,32 MW
- 43 Alizay CRE3 - 50 MW
- 44 Saint-Langis-lès-Mortagne CRE5-3 - 1,6 MW

NOUVELLE-AQUITAINE - 186,48 MW

- 45 Biganos CRE2 - 69 MW
- 46 Morcenx OA - 11 MW
- 47 Vieille-Saint-Girons CRE4 - 17 MW
- 48 Lacq CRE4 - 19 MW
- 49 Tartas CRE2 - 14 MW
- 50 Labouheyre CRE3 - 3,5 MW
- 51 Limoges CRE3 - 7,5 MW
- 52 Saillat-sur-Vienne CRE1 - 12 MW
- 53 Moissannes CRE3 - 3,4 MW
- 54 Égletons CRE3 - 3,4 MW
- 55 Mimizan CRE5-1 - 19,38 MW
- 56 Secondigné-sur-Belle NR - 3,5 MW
- 57 Moissannes OA - 1,4 MW
- 58 Genouillac CRE5-1 - 1 MW
- 59 Lacanau CRE5-1 - 1,4 MW

OCCITANIE - 74,48 MW

- 60 Saint-Gaudens CRE1 - 20 MW
- 61 Montgailhard CRE3 - 4 MW
- 62 Mende CRE2 - 7,5 MW
- 63 Montpellier Marché - 0,5 MW
- 64 Saint-Gaudens CRE5-1 - 25 MW
- 65 Badaroux NR - 1,5 MW
- 66 Maubourguet CRE5-2 - 15,98 MW

PAYS DE LA LOIRE - 10,33 MW

- 67 Sainte-Florence CRE3 - 3,4 MW
- 68 Sainte-Gemmes-sur-Loire CRE3 - 6,9 MW
- 69 Vertou Marché - 0,03 MW

PACA - 209,04 MW

- 70 Gardanne CRE4 - 150 MW
- 71 Brignoles CRE4 - 22 MW
- 72 Tarascon CRE1 - 12 MW
- 73 Tarascon CRE5-2 - 25 MW
- 74 Hyères NR - 0,04 MW

tranches, qui fonctionnaient à partir d'un mix entre bagasse et charbon importé. Les travaux de conversion de la deuxième unité sont en cours pour que la centrale fonctionne 100 % à la biomasse en 2025, en privilégiant les gisements locaux de biomasse disponibles (bagasse, sous produits de l'industrie bois, bois d'élagage, etc.), complétés par des granulés de bois en provenance de l'usine de production du Canada d'Albioma. La première tranche fonctionnera uniquement à la bagasse durant les campagnes sucrières et sera inutilisée le reste du temps.

À la Réunion, pour la centrale de Bois-Rouge (108 MWe au total), les travaux de conversion au 100 % biomasse se sont achevés au second semestre 2023. Cela a permis la réduction de 84 % des émissions de gaz à effet de serre de l'unité par rapport à son fonctionnement actuel. Pour la centrale du Gol (109 MWe), les travaux de conversion se sont également achevés en 2023. La centrale fonctionne désormais avec des pellets de bois ou de la biomasse locale (en substitution au charbon) hors campagne sucrière, et avec de la bagasse pendant la campagne sucrière. La biomasse utilisée est prioritairement de la biomasse locale, complétée par de la biomasse importée sous forme de granulés de bois en provenance d'Australie, via l'usine de production de granulés de bois de Tuan du groupe. C'est l'inconvénient dans ces îles. Si les pellets de bois utilisés en remplacement du charbon permettent la décarbonation de la production d'énergie, ils sont majoritairement importés et ne participent pas à l'indépendance énergétique des îles.

En Guyane, Voltalia a mis en service début 2021 la centrale biomasse de Cacao de 5,1 MWe, sur la commune de Roura. Ces

MWe s'ajoutent au 1,7 MWe déjà implanté par le groupe près de Kourou (2009). Le groupe possède également d'autres projets de centrales biomasse : celles de Sinnamary (10,6 MWe), à Petit-Saut, et d'Iracoubo (5,1 MWe). La première, qui sera alimentée par des arbres immergés dans le lac de Petit-Saut, coupés sous l'eau, devrait être mise en service en juin 2025. À Saint-Georges-de-l'Oyapock, situé dans l'Est guyanais, la société Abiodis a quant à elle mis en service une unité de 3,6 MWe. Enfin, Idex possède plusieurs projets en Guyane : sur la commune de Montsinéry-Tonnegrande, le groupe a mis en service en 2024 une centrale de 6 MW. Idex a également acheté à Akuo les droits de construction de deux centrales (CBK1 et CBK2) sur le site du Centre spatial guyanais (CSG), à Kourou, droits acquis en 2020 dans le cadre d'appels à projets organisés par le Centre national d'études spatiales (Cnes). Ces deux centrales, alimentées par de la biomasse locale, produiront de l'électricité (9,1 MWe) et du froid (9,1 MWth sous forme d'eau glacée) pour la base spatiale et seront mises en service en 2027. L'objectif est de les faire fonctionner avec du bois 100 % guyanais, sans recourir à l'importation.

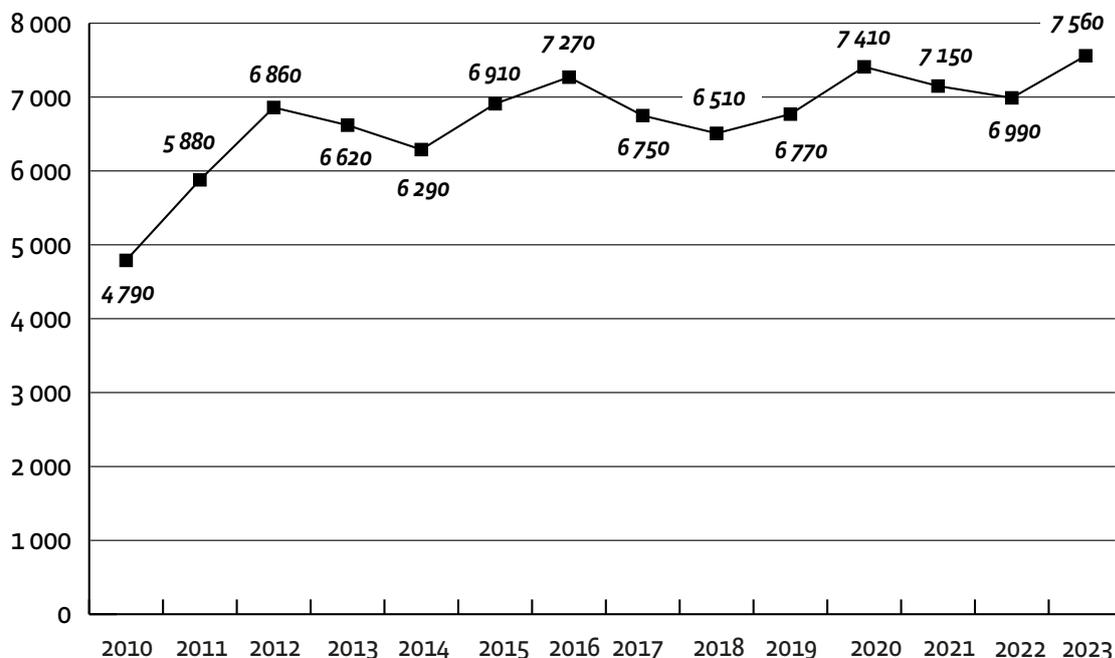
MODÉRER LA CONSOMMATION DE BIOMASSE

Il n'existe pas d'étude qui suive précisément les agrégats socio-économiques de la valorisation électrique de la biomasse solide. L'étude de l'Ademe « Marchés et emplois concourant à la transition énergétique dans le secteur des énergies renouvelables et de récupération » approche le secteur pour l'ensemble de ses valorisations électriques et thermiques, et cela dans ses applications collectives, industrielles et tertiaires

Graphique n° 2

Évolution des emplois directs biomasse solide pour les secteurs collectif, industriel et tertiaire

Source : étude « Marchés et emplois », Ademe, 2024.
p : prévisionnel



(pas domestiques).

Dans l'édition 2024, les chiffres affichent une évaluation des emplois en 2023 en hausse à 7 560 ETP (équivalents temps plein), alors qu'ils baissaient depuis 2020, et un chiffre d'affaires également en hausse à 2 161 millions d'euros (voir graphiques 2 et 3). Pour 2022 (dernière année disponible pour ces chiffres), la part industrielle consacrée à la fabrication des éléments et à la construction des sites représentait 16 % dans les emplois et 17 % dans le chiffre d'affaires, tandis que les activités d'exploitation et de maintenance des centrales représentaient environ 82 % (voir graphiques 4 et 5). Dans le secteur de la cogénération, les projets retenus dans le cadre des appels d'offres CRE lancés entre 2003 et 2018 sont en effet

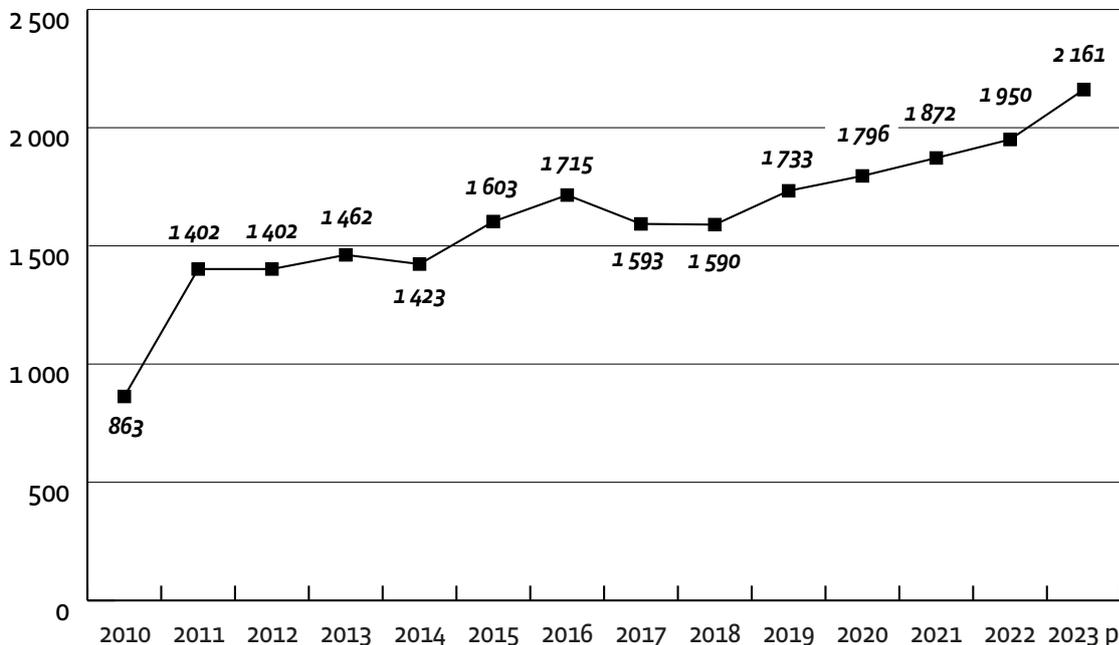
petit à petit mis en service, ce qui continue de faire progresser la filière. Mais le projet de PPE 2025-2030 2031-2035 rappelle les enjeux fondamentaux liés à la durabilité de la ressource biomasse qui conduisent à « *en modérer la consommation énergétique par rapport aux objectifs fixés lors de la précédente PPE* ». Il ne fait ainsi aucune mention d'utilisation de la ressource à des fins de production d'électricité, seulement de chaleur. ●

BIOMASSE SOLIDE

Graphique n° 3

Marché biomasse solide pour les secteurs collectif, industriel et tertiaire (en M€)

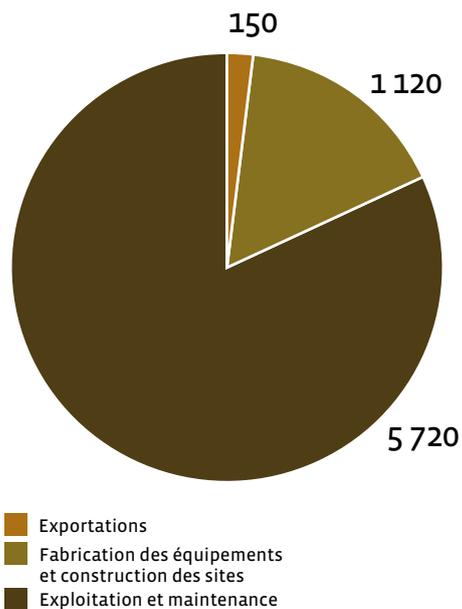
Source : étude « Marchés et emplois », Ademe, 2024. p : prévisionnel



Graphique n° 4

Décomposition des emplois directs 2022 sur la chaîne de valeur (en ETP)

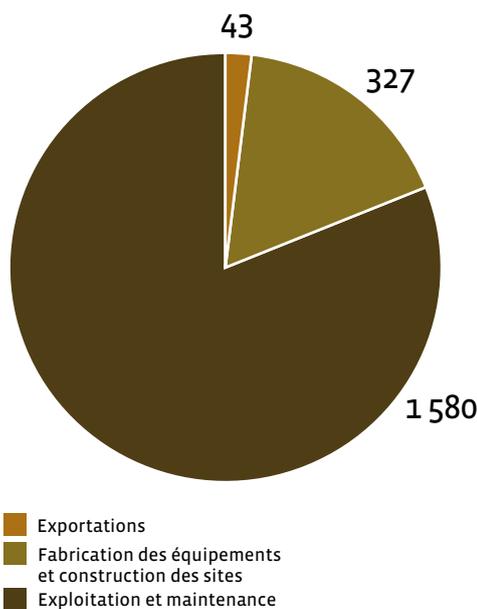
Source : étude « Marchés et emplois », Ademe, 2024.



Graphique n° 5

Décomposition de l'activité 2022 sur la chaîne de valeur (en M€)

Source : étude « Marchés et emplois », Ademe, 2024.





3 QUESTIONS

de l'Observatoire
des énergies renouvelables



à **Adrien Haller**,
P.-D.G. de la
Charwood Energy,
spécialiste français
des solutions
sur mesure
de valorisation
énergétique
de la biomasse

1 En l'absence de soutien à la filière cogénération biomasse, est-ce que les installations peuvent trouver une rentabilité ?

Non, les prix de vente de l'électricité sur les marchés sont trop bas. Même lorsqu'il y avait un soutien via les appels d'offres, c'était compliqué. Nous avons été attributaires de deux projets dans le cadre de l'appel d'offres CRE5-3 qui n'ont pas pu se réaliser. Avec l'inflation, le coût de construction des projets est devenu trop important par rapport au prix de vente de l'électricité prévu à l'époque. C'est dommage car il y a beaucoup d'endroits, dans les exploitations agricoles par exemple, où l'installation de petits équipements de cogénération, de 70 kWe par exemple, aurait du sens. Il y a du bois sur place et souvent des besoins en chaleur toute l'année. Ce serait de la production distribuée qui me paraît plus intéressante que les projets de moyenne ou grande taille, type Gardanne, qui ont été favorisés dans le cadre des appels d'offres. Mais ces projets ne peuvent se développer sans tarif incitatif.

2 Quel est le modèle économique du projet de cogénération biomasse que vous développez en compte propre au sein de la Ligno Vallée ?

Cette installation sera alimentée par des déchets de bois B, type déchets d'emballages, fournis par Inoé, qui porte le projet de la Ligno Vallée. La chaleur servira sur place pour des activités de séchage et la production des granulés de bois. L'électricité sera également consommée en grande partie sur place par l'usine de production de granulés. Le reste sera vendu sur les marchés via un agrégateur. La cogénération biomasse a du sens ici car Inoé a à la fois des besoins de débouchés stables pour du bois B qu'il doit écouler, et des besoins thermiques et électriques importants tout au long de l'année. Mais il n'y a actuellement que dans des contextes très spécifiques comme celui-ci que des projets peuvent se monter.

3 Est-ce que vous avez d'autres projets de cogénération biomasse ?

Peu en France mais dans d'autres pays, oui. En Angleterre, en Italie, en Allemagne, en Autriche, en Lettonie, en Slovénie... la cogénération biomasse est beaucoup plus développée et plus soutenue car le mix électrique est plus carboné. En France, il n'y a pas de volonté de développer ce genre d'installations alors qu'on le pourrait. On ne prélève que 45 % de l'accroissement annuel de la forêt et on exporte une partie du bois. Il y a en outre beaucoup de bois B qui pourrait être valorisé par ce biais. ●

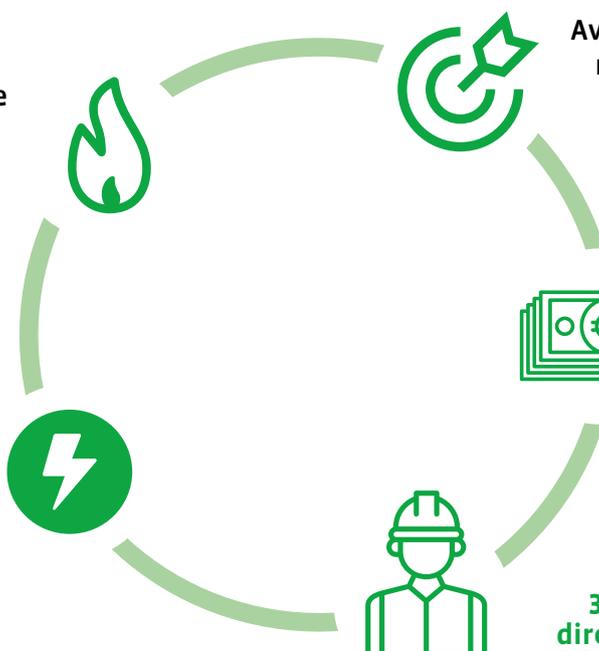


BIOGAZ

Saramesthan

La capacité électrique
biogaz était de **600 MW fin
septembre 2024**, un chiffre qui
évolue très peu chaque année

En 2023, la production
électrique a été de
2 894 GWh, un chiffre en
recul pour la deuxième
année consécutive



Avec **309 MW** d'installation de
méthanisation, la filière avait
atteint son objectif 2023 de
la PPE2 qui était de **270 MW**



1 789 millions €
d'activité en 2023*
(- 21 % en un an)



**3 570 emplois
directs** en 2023*
(- 48 % en un an)

* Toutes valorisations confondues.



La filière, qui a atteint ses objectifs fixés par
la précédente programmation pluriannuelle
de l'énergie, a vu sa croissance ralentir en 2024.

L'enjeu pour le secteur reste de poursuivre sa structuration
dans un contexte économique très tendu.

Le biogaz provient de la fermentation en l'absence d'oxygène de matières organiques ou végétales (effluents d'élevage, déchets agroalimentaires, boues d'épuration, déchets ménagers...). Le gaz ainsi obtenu peut être valorisé sous forme de chaleur, combinée ou pas à de la production d'électricité, mais également de biométhane destiné à être injecté dans le réseau de distribution de gaz ou enfin utilisé en tant que carburant (bioGNV).

En 2023, la consommation primaire de biogaz atteint 21 TWh, en augmentation de 9 % par rapport à l'année précédente. Aujourd'hui, son usage principal est l'épuration en biométhane, qui représente 39 %

de la consommation primaire de biogaz. En une décennie, une modification profonde de la valorisation du biogaz s'est opérée en France puisqu'en 2012, ce débouché ne représentait que 0,1 % de l'énergie produite. Par ailleurs, 36 % du biogaz est utilisé pour la cogénération d'électricité et de chaleur en 2023. Enfin, la part de la production d'électricité à partir de biogaz, dominante en 2011 avec plus des deux tiers de la consommation primaire de biogaz, a chuté à 8 % en 2023. En matière électrique, le parc total français représentait une puissance de 600 mégawatts (MW) au 30 septembre 2024 (pour 1 096 installations – Drom compris). Au cours



Plusieurs technologies pour une même filière

En matière de biogaz, il existe plusieurs sortes d'installations en fonction du type de déchets traités.

1. Les décharges (ou installations de stockage de déchets non dangereux, ISDND)

Les installations exploitant le biogaz issu des ISDND sont moins nombreuses que les installations de méthanisation mais possèdent généralement une puissance unitaire moyenne importante (1,6 MW). Elles contribuent à 44 % de la puissance totale installée. Selon le SDES¹, il y avait, à fin septembre 2024, 159 ISDND raccordées au réseau électrique pour une puissance totale de 254 MW.

2. Les ordures ménagères

Les unités de méthanisation d'ordures ménagères fonctionnent soit à partir de biodéchets collectés sélectivement, soit à partir d'ordures ménagères résiduelles dont on extrait la fraction fermentescible (unités de tri mécanisation biologique dites TMB). Le développement des TMB est aujourd'hui stoppé en raison de mauvais retours d'expérience. Selon une enquête sur la méthanisation réalisée par Observ'ER en partenariat avec l'Ademe publiée en juillet 2024, il y avait au 1^{er} janvier 2024, 16 unités de méthanisation de déchets ménagers, dont 11 produisant de l'électricité en cogénération pour un total de 21,3 MW.

1. Service des données et études statistiques.

3. Les sites industriels

Selon cette même étude, au 1^{er} janvier 2024, 118 installations traitaient les effluents issus de l'activité d'entreprises des secteurs de l'agroalimentaire, de l'industrie pharmaceutique, de la chimie ou de la papeterie. Ici, le biogaz a surtout pour objectif de produire de la chaleur utilisée directement sur les sites industriels mêmes. Parmi ces installations, 19 unités fonctionnent en cogénération pour une puissance électrique installée de 7 MW, et une puissance moyenne par unité de 389 kW.

4. Les stations d'épuration urbaines

Toujours selon l'étude Observ'ER/Ademe, au 1^{er} janvier 2024, on comptabilisait 112 installations dont 36 en cogénération pour un total de 27,6 MW et une puissance moyenne de 767 kW. Les boues des stations d'épuration sont digérées dans des méthaniseurs. L'énergie thermique assure le séchage des boues et parfois aussi l'alimentation d'un réseau de chaleur. 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 pour un mélange avec le gaz fossile.

5. Les installations de méthanisation agricole individuelles et territoriales

Ces sites sont généralement liés à une ou plusieurs exploitations agricoles pour y valoriser essentiellement les lisiers et, dans une moindre mesure, des déchets agroalimentaires. On distingue deux catégories d'installations : les sites de méthanisation à la ferme gérés par un seul agriculteur, et les unités dites territoriales, qui souvent traitent des effluents issus de plusieurs élevages ainsi que des déchets industriels ou de collectivités. Selon l'enquête Observ'ER/Ademe, au 1^{er} janvier 2024, au total 7 842 unités étaient recensées pour une puissance électrique de 206,5 MW.

2. Sites en couverture de fosse inclus.

61

des trois premiers trimestres de 2024, seuls 5 MW supplémentaires ont été raccordés. Ce résultat est en nette baisse par rapport à celui de 2023 puisque 12 MW avaient été raccordés au cours des neuf premiers mois (pour un total de 16 MW sur l'ensemble de l'année). En termes de production d'électricité, le département de la statistique du ministère de la Transition écologique relève 2,3 TWh sur les trois premiers trimestres de 2024, soit 0,7 % de la consommation électrique française.

DES MÉCANISMES DE SOUTIEN MULTIPLES

En matière de soutien, le segment de la production électrique à partir de biogaz bénéficie d'un dispositif de tarif d'achat garanti sur vingt ans (OA, arrêté du 13 décembre 2016) pour les installations inférieures à 500 kW. Cela concerne essentiellement les opérations faites en milieu agricole où l'utilisation d'effluents d'élevage est davantage encouragée que celle de cultures alimentaires. Pour les

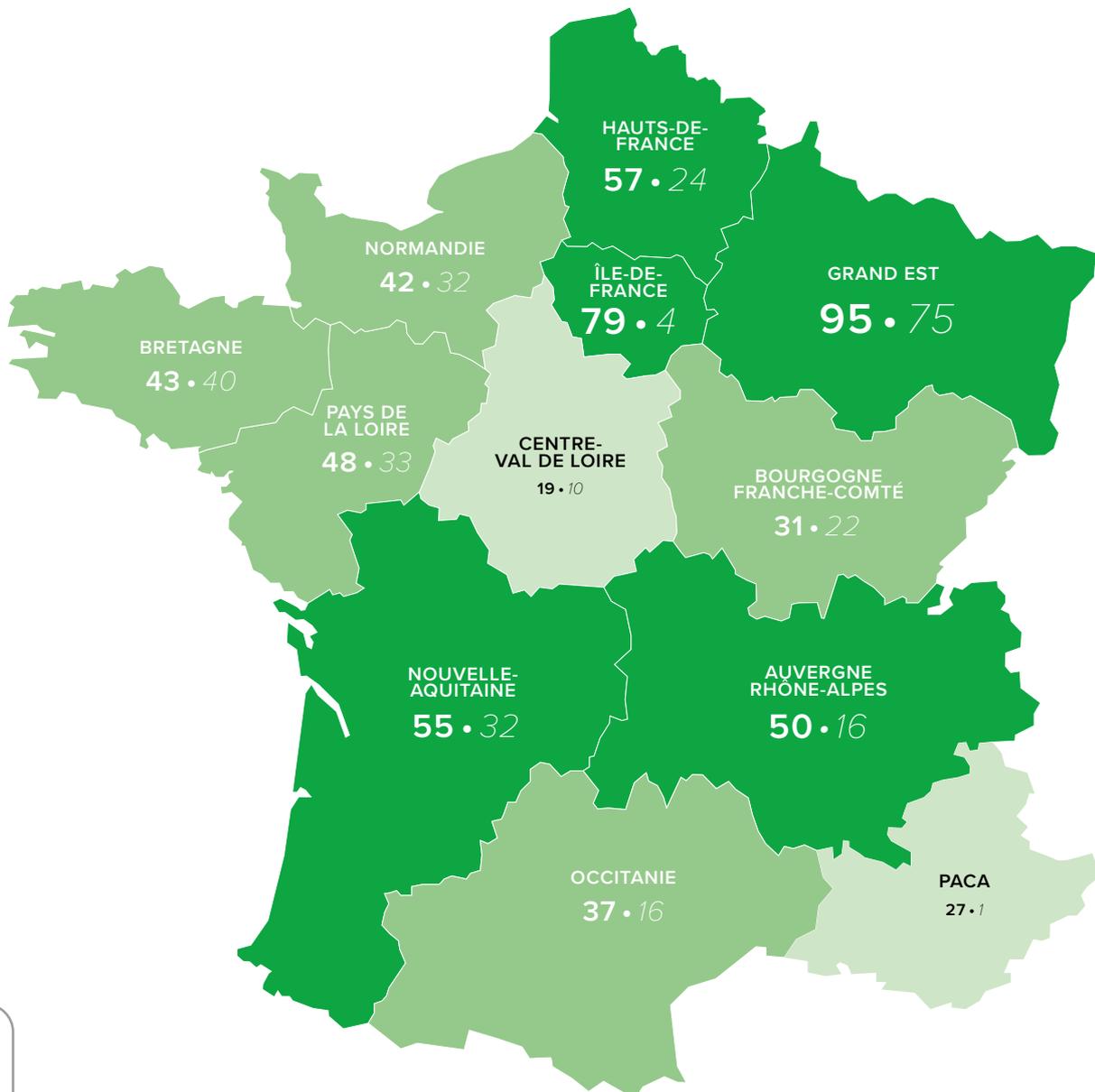
Observ'ER

Le baromètre 2024
de l'électricité renouvelable
en France

Carte n° 1

Cartographie des puissances biogaz électriques installées en France à fin septembre 2024 (en MW)

Source : SDES 2024.

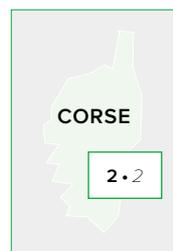


62

600 Puissance biogaz totale (MW)

- < 10 MW
- 10 - 30 MW
- 30 - 50 MW
- > 50 MW

314 Puissance méthanisation (MW)



Observ'ER

Le baromètre 2024 de l'électricité renouvelable en France

opérations de puissance plus importante, c'est le mécanisme du complément de rémunération (CR) qui s'applique. Il existe toutefois le principe de prévalence à l'injection, qui exclut du dispositif les installations de plus de 300 kW lorsqu'une étude de préfaisabilité de raccordement produite par le gestionnaire de réseau de distribution de gaz démontre la possibilité d'injecter le biogaz dans le réseau.

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) a mis en place en 2016 une procédure d'appels d'offres visant à sélectionner chaque année 10 MW de projets de méthanisation en cogénération (installations de 0,5 et 5 MW). Cependant, seules deux unités ont été retenues en 2016, deux en 2017 et une seule en 2019. Ces maigres résultats

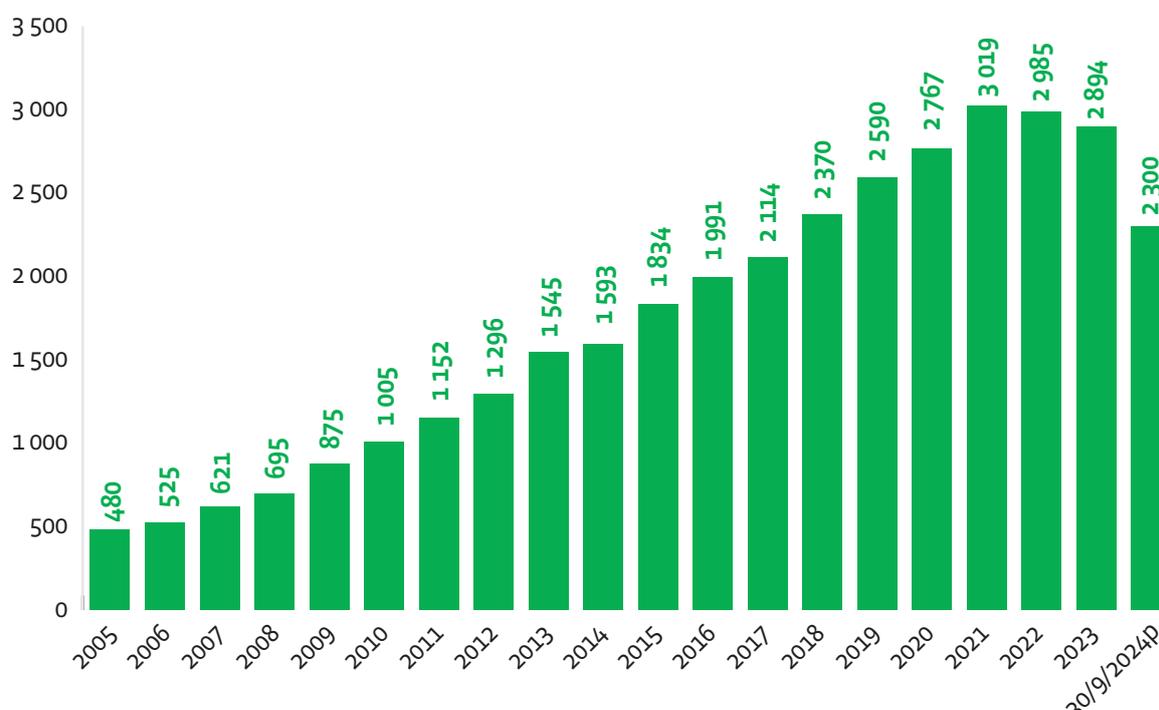
s'expliquent principalement par le fait que ces types de projets valorisent leur biogaz en mode cogénération et qu'alors la valorisation de la chaleur est souvent conditionnée par l'existence à proximité d'un réseau de chaleur ou d'un gros consommateur. Depuis 2020, aucune procédure d'appel d'offres n'a été renouvelée de par le petit nombre de dossiers retenus lors des éditions précédentes, mais également de par le fait que le parc électrique de la filière avait déjà atteint le seuil de 270 MW fixé à fin 2023 par la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE). Précisons que cet objectif ne porte que sur les seuls sites en méthanisation et que les installations de stockage de déchets non dangereux (soit les décharges) n'y participent pas.



Graphique n° 1

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

Source : SDES. p: prévisionnel



Observ'ER

Le baromètre 2024 de l'électricité renouvelable en France



Quel avenir pour la cogénération à la ferme ?

La filière de la méthanisation en cogénération traverse une période difficile en raison de la hausse des coûts de production, et cherche de nouvelles perspectives. La conversion vers l'injection directe n'est pas envisageable pour nombre d'unités en cogénération, car trop éloignées des réseaux de gaz. Elles pourraient donc se tourner vers une nouvelle technique en cours d'expérimentation : la liquéfaction du biogaz. Ce procédé consiste à liquéfier le biogaz directement au niveau du méthaniseur ou sur le site de production, afin qu'il puisse être collecté directement à la ferme par des camions-citernes. Après avoir été acheminé vers un hub, le biogaz liquéfié est séparé en biométhane, valorisé sous forme de bioGNL ou injecté dans le réseau, et en CO₂ biogénique, valorisable dans diverses industries. Plusieurs start-up, dont notamment Sublime Energie, se sont déjà positionnées sur ce marché en développement, avec un premier démonstrateur prévu pour 2025.

L'Ademe soutient également la filière méthanisation à la fois via des aides à la réalisation d'études préalables au lancement d'un projet et via des aides à l'investissement pour les installations en cogénération de moins de 0,5 MW. En 2023, l'aide forfaitaire de l'Ademe pour le biométhane en injection a été fixée à 45 €/MWh dans une limite de 700 k€ par projet. L'obtention de cette aide est soumise à plusieurs critères qui portent notamment sur les intrants. Par ailleurs, la Banque publique d'investissement et l'Ademe proposent des prêts sans garantie compris entre 300 000 € et 1 million d'euros pour les projets en injection de plus de 125 Nm³/h.

En complément, les interventions des collectivités territoriales en faveur de la filière du biogaz devraient se développer. La loi énergie-climat de 2019 autorise en effet les sociétés ou coopératives constituées pour porter un projet biogaz à proposer une part de leur capital aux collectivités territoriales ou aux habitants situés à proximité d'un projet. En revanche, pour les installations de stockage de déchets

non dangereux (ISDND), un décret et un arrêté publiés le 21 avril 2022 ont supprimé le soutien à la production d'électricité pour mettre en conformité la réglementation française avec les décisions de la Commission européenne.

UNE FILIÈRE QUI POURSUIT SA STRUCTURATION MALGRÉ UNE CONJONCTURE ÉCONOMIQUE DIFFICILE

Les multiples origines du biogaz et ses diverses formes de valorisation énergétique ont fait que la filière a progressé à des rythmes différents selon les segments. Selon l'enquête sur la méthanisation en France réalisée par Observ'ER en partenariat avec l'Ademe (publiée en juillet 2024), il y avait, au 1^{er} janvier 2024, 1 218 installations de méthanisation à la ferme en France, dont 711 raccordées au réseau électrique pour un total de 148 MW. Ce chiffre est en croissance constante, et la puissance moyenne des installations se maintient (210 kW). À la même date, 213 installations de méthanisation centralisées étaient

en fonctionnement en France dont 67 en cogénération pour un total de 57,9 MW. La croissance de ce modèle de méthanisation est beaucoup plus lente et l'on observe une baisse de la puissance moyenne au fil des ans (864 kW). Les installations issues des autres types (ordures ménagères, sites industriels...) stagnent.

La filière étant relativement jeune en France, un travail piloté par le ministère de la Transition écologique avait émis en mars 2018 une quinzaine de propositions, validées par l'État, pour mieux la structurer. Pour les sites agricoles, les principales pistes avaient été la sortie du statut de déchet pour les digestats¹, l'utilisation pos-

sible du bioGNV par les engins agricoles et la création d'un fonds de garantie publique permettant à BPIFrance d'accorder des prêts sans garantie de la part de l'investisseur. La filière a également observé une simplification des procédures liées aux installations classées protection de l'environnement (ICPE). D'autres actions ont participé à la professionnalisation du secteur comme la création du label qualité Qualiméthana pour la conception et la construction d'unités de méthanisation, qui conditionne



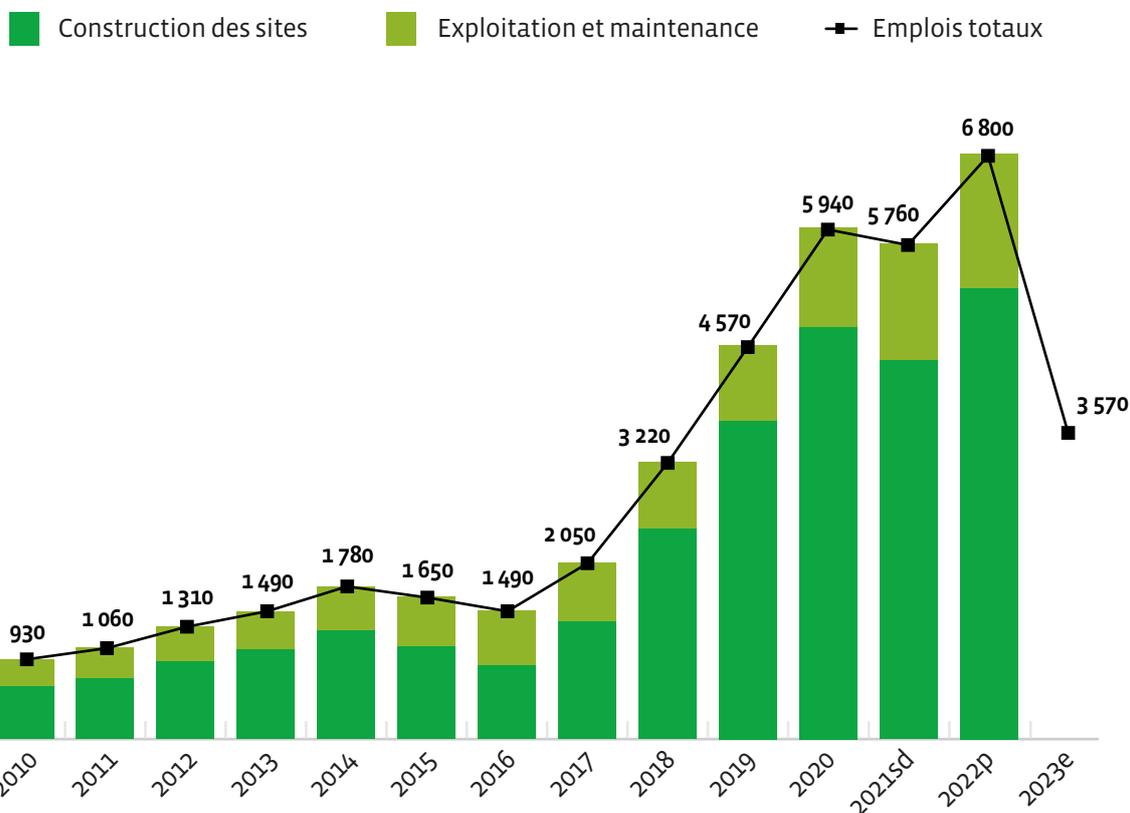
1. Ce sont les résidus, ou déchets « digérés », issus de la méthanisation des déchets organiques.

Graphique n° 2

Marché français du biogaz (en M€ – toutes valorisations confondues)

Source : Étude « Marchés et emplois », Ademe, 2024.

sd : semi-définitif ; p : provisoire ; e : estimé



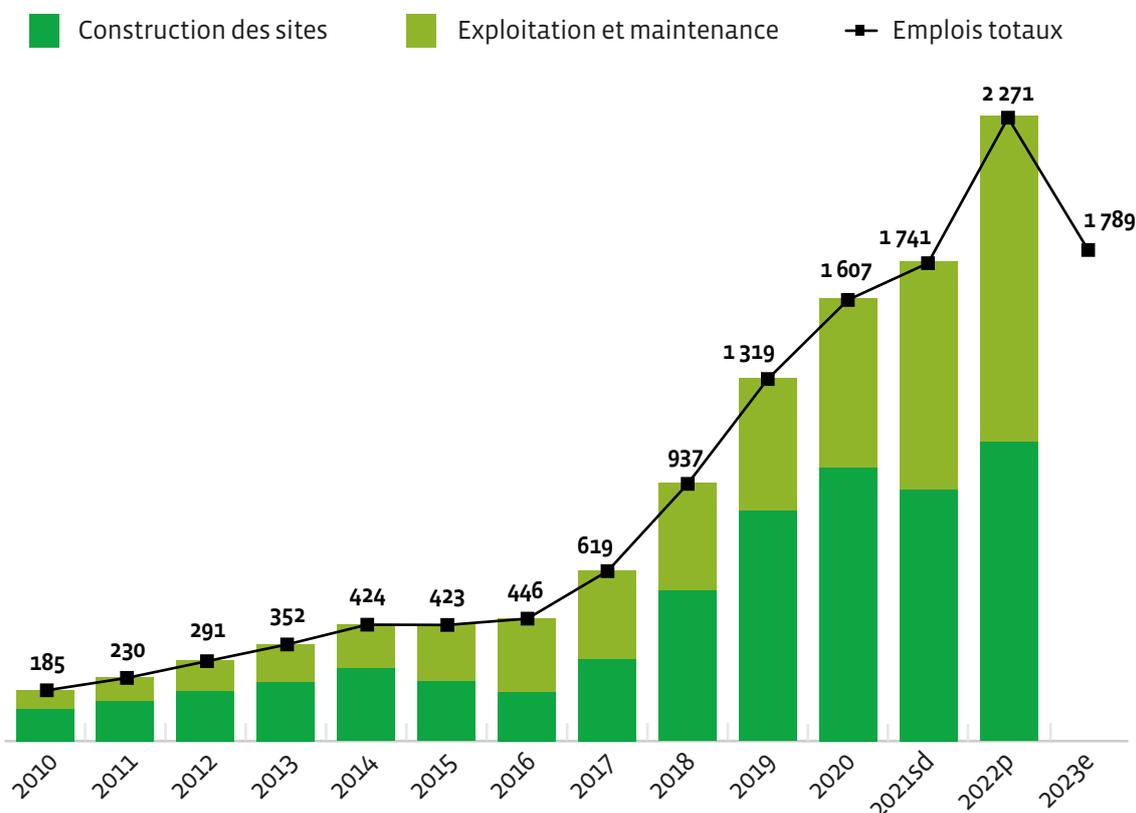
Observ'ER

Le baromètre 2024 de l'électricité renouvelable en France

Graphique n° 3

Emplois directs biogaz (toutes valorisations confondues)

Source : « Marchés et emplois concourant à la transition énergétique dans le secteur des énergies renouvelables et de récupération », Ademe, 2024. sd : semi-définitif ; p : provisoire ; e : estimé



notamment les aides de l'Ademe, ou la réalisation d'un centre technique du biogaz et de la méthanisation pour aider la filière à répondre aux spécificités nationales.

Dans le contexte actuel marqué par une forte inflation des prix et des taux d'intérêt, les tarifs d'achat d'électricité appliqués aux producteurs biogaz sous contrat d'obligation d'achat (de type BG 16) ne sont plus suffisants pour couvrir les coûts de production, mettant en péril la rentabilité de nombreuses installations. De premiers efforts d'ajustement du tarif d'achat BG 16 ont été entrepris fin décembre 2023, mais cela ne semble pas être suffisant. Selon l'Association des agriculteurs méthaniseurs

de France, environ 170 sites de cogénération sont actuellement en danger sur les 875 recensés par l'association fin 2023. En parallèle, les nouveaux projets se font de plus en plus rares, en raison du manque de perspectives économiques viables.

Les difficultés économiques de la filière ont été également constatées par la Commission de régulation de l'énergie (CRE). Dans une délibération parue en mars 2024, la CRE souligne une hausse significative des coûts d'exploitation des unités de méthanisation en cogénération au cours des dernières années. Ils ont augmenté de 33 % entre 2022 et 2023. De nombreux postes de dépenses

opérationnelles, telles que la maintenance, la consommation d'électricité et les intrants ont connu une hausse des prix. Les dépenses d'investissement, notamment les coûts de construction, ont également enregistré une hausse de près de 30 %, ce qui a contribué à une augmentation moyenne globale de 17 % du coût total d'exploitation entre 2021 et 2023. L'organisme propose ainsi de réajuster la formule de calcul des tarifs d'achat d'électricité de l'arrêté tarifaire BG 16 (refonte du coefficient L et introduction d'un coefficient K) pour que ceux-ci soient davantage en adéquation avec les coûts de production d'électricité issue du biogaz. Cette piste de modification tarifaire doit être notifiée à la Commission européenne pour pouvoir être applicable. Cette démarche s'inscrivant dans le temps long, les acteurs du secteur demeurent inquiets pour l'avenir.

RALENTISSEMENT PRÉVU DANS LE DÉVELOPPEMENT DES EMPLOIS ET LES INVESTISSEMENTS

Les chiffres publiés en septembre 2024 dans l'étude « Marchés et emplois » de l'Ademe font état d'un marché de la méthanisation et des ISDND produisant du biogaz atteignant 2,27 milliards d'euros en 2022 (graph. n° 2) et une première estimation de 1,79 milliard pour 2023. Ces chiffres portent sur l'ensemble des différentes valorisations (électricité, chaleur et biométhane injecté). Les emplois directs sont, quant à eux, estimés à 6 800 (graph. n° 3) fin 2022 et autour de 3 570 pour une première évaluation de 2023. Un recul qui s'expliquerait par un retard grandissant dans le développement des sites en cogénération.

Plusieurs centaines d'entreprises travailleraient dans le secteur en France. Si les

EN RÉSUMÉ



Quels faits marquants pour la filière ?

- **Net ralentissement des capacités électriques** Seuls 5 MW supplémentaires ont été raccordés au cours des neuf premiers mois de 2024 (contre 12 sur la même période en 2023).
- **Des tarifs d'achat de l'électricité qui ne sont plus suffisants** L'inflation des coûts de production et des taux d'intérêt ne permet plus la rentabilité des nouveaux projets.
- **Une valorisation en biométhane qui prend de plus en plus le pas sur les autres** La part de la production d'électricité à partir de biogaz, dominante en 2011 avec plus des deux tiers de la consommation primaire de biogaz, a chuté à 8 % en 2023.

principaux constructeurs européens de turbines à gaz utilisées dans la valorisation du biogaz sont des filiales généralement allemandes de groupes américains (Waukesha Dresser, GE Jenbacher, Caterpillar), de petites structures françaises sont apparues sur le secteur des systèmes de traitement du biogaz, favorisées notamment par la filière biométhane agricole (Prodeval via Valopur, Gaseo Développement). Par ailleurs, de nombreuses PME françaises sont actives dans l'intégration, l'ingénierie et les études techniques liées aux projets de valorisation du biogaz (Veolia, Suez Environnement, Artelia, Solagro). ●



3 QUESTIONS

de l'Observatoire
des énergies renouvelables



à **Thomas Filiatre**,
chef de projet
méthanisation
à Solagro et vice-
président du Club
Biogaz à l'ATEE
énergétique
de la biomasse

1 Quelle est la situation économique actuelle des unités en cogénération ?

La majorité des unités de méthanisation en cogénération connaissent, depuis quelques années, des difficultés économiques qui s'expliquent notamment par la crise énergétique et, en particulier, par l'augmentation du coût d'approvisionnement en électricité des unités. L'élaboration des différents tarifs d'achat d'électricité (dits BG 06, BG 11 et BG 16) n'a pas permis de compenser, par une indexation suffisante, l'écart qui se creusait ainsi entre les recettes et les charges des unités. Les contrats dits BG 16 ont bénéficié d'une mesure exceptionnelle, via l'arrêté du 3 décembre 2024, qui a instauré un coefficient temporaire J permettant de revaloriser leur tarif pour la période du 1^{er} juillet 2022 au 31 décembre 2023. Néanmoins, si cela constitue une réelle avancée, cela ne résout pas des difficultés qui sont maintenant structurelles, sans compter que cette mesure ne concerne pas les autres types de contrats BG. Cette situation a conduit un certain nombre

de sites en cogénération à se poser la question de leur conversion vers l'injection. Toutefois, cette stratégie se heurte à plusieurs difficultés, dont la nécessaire présence du réseau de gaz naturel à proximité. De plus, la taille critique nécessaire pour amortir un site en injection est plus élevée que pour un site en cogénération : la taille de beaucoup d'unités en cogénération n'est pas suffisante pour accéder à la solution de l'injection, et ce, même si le réseau est très proche. Enfin, pour la plupart des contrats, une résiliation anticipée induit le paiement d'une pénalité de sortie. Cette pénalité représente, dans la plupart des cas, des montants qui dépassent largement le million d'euros, compromettant ainsi la faisabilité économique de la conversion. Autre point important, les unités de méthanisation ayant déjà bénéficié d'un tarif d'achat pour l'électricité ne peuvent pas prétendre à un nouveau tarif d'achat pour de l'injection. Elles peuvent alors se tourner vers de nouveaux systèmes de vente du biométhane tels que les BPA (biomethane purchase agreements) ou les CPB (certificats de production de biogaz). Les unités de méthanisation et les financeurs bancaires doivent s'approprier ces nouveaux contrats. Tous ces éléments, cumulés au fait que pour les potentiels nouveaux projets, le tarif de base baisse de 0,5 % tous les trimestres, débouchent sur le fait qu'il n'y a quasiment plus de nouveaux projets en cogénération.

2 Quelles sont les perspectives pour la filière de cogénération au regard de la prochaine PPE ?

Dans les textes en consultation de la PPE, la cogénération est évoquée en ces termes : « La valorisation en cogénération restera toutefois possible dans des situations bien précises, ainsi que la production de bioGNV à la ferme, notamment lorsque la biomasse disponible se trouve trop éloignée des sites de raccordement au réseau et sous condition de valorisation efficace de la chaleur produite. » En l'état, la PPE conduit à poursuivre le développement de la méthanisation avec essentiellement une valorisation par injection de biométhane, tout en rappelant qu'il faudra trouver un cadre permettant, dans certaines conditions, la création d'unités de méthanisation en cogénération. En parallèle de la question de l'éventuelle création de nouvelles unités ayant une valorisation par cogénération, il est nécessaire de trouver un cadre permettant la pérennisation des unités en cogénération déjà en service pour l'après-contrat d'achat, et notamment pour les plus petites (i.e. < 300 kW) qui pourraient se trouver sans solution, même avec le réseau de gaz à proximité.

aux différentes entreprises impliquées dans la chaîne de valeur de la méthanisation. Le nombre d'acteurs sur chaque brique de la chaîne de valeur a plutôt tendance à se consolider, avec moins d'arrivées de nouvelles entreprises ces dernières années, au profit du renforcement de l'expertise des acteurs historiques, lesquels disposent d'un nombre croissant de références et donc de retours d'expériences. ●

3 Où en est l'industrie française de la filière biogaz ?

Certains acteurs de la filière s'attendent à ce que l'année 2025 voie moins de nouvelles unités de méthanisation mises en service (au niveau national), mais notent par ailleurs un redémarrage sur le terrain de nouveaux projets, ce qui devrait conduire à une reprise de la dynamique pour 2026. En parallèle, la filière continue de se professionnaliser. L'arrivée d'outils comme le label Qualimetha® a permis de structurer les processus qualité internes

Unité de valorisation des déchets ménagers à Viriat, près de Bourg-en-Bresse (Ain).

DÉCHETS URBAINS RENOUEVELABLES

TIRU-Alban Pernet

La capacité électrique à partir de déchets urbains renouvelables était de **1 205 MW** à fin septembre 2024

En 2023, la production électrique a été de **2 052 GWh**, un chiffre qui évolue peu d'une année à l'autre

À fin 2023, la filière était très proche de son objectif de la PPE2, qui était de **2,3 TWh**

184 millions € d'activité en 2023

590 emplois directs en 2023



Si la production électrique des déchets par incinération se fait à un niveau relativement stable depuis 2011, le potentiel de développement est encore important. La filière des combustibles solides de récupération (CSR) devrait en complément connaître une embellie l'année prochaine.

Observ'ER

Le baromètre 2024 de l'électricité renouvelable en France

DÉCHETS

Parmi les différentes filières de la grande famille biomasse, le biogaz et la biomasse solide ne sont pas les seules qui peuvent produire de l'énergie. Les déchets peuvent également avoir une valorisation énergétique qui se fait par traitement thermique (incinération, co-incinération, pyrogazéification). Toutefois, cette valorisation se fait dans un contexte particulier qui est celui de la législation sur la gestion des déchets. En la matière, la directive-cadre européenne de 2008 impose comme priorité la réduction des déchets et la valorisation matière. La valorisation énergétique intervient donc en troisième recours, si les deux premiers n'ont pas pu être réalisés. En 2023, la production d'électricité issue de l'incinération des déchets a été de 2 052 GWh. Un chiffre qui s'inscrit dans la lignée des années passées pour un secteur très stable depuis plus de treize ans.

UN CONTEXTE RÉGLEMENTAIRE BIEN POSÉ

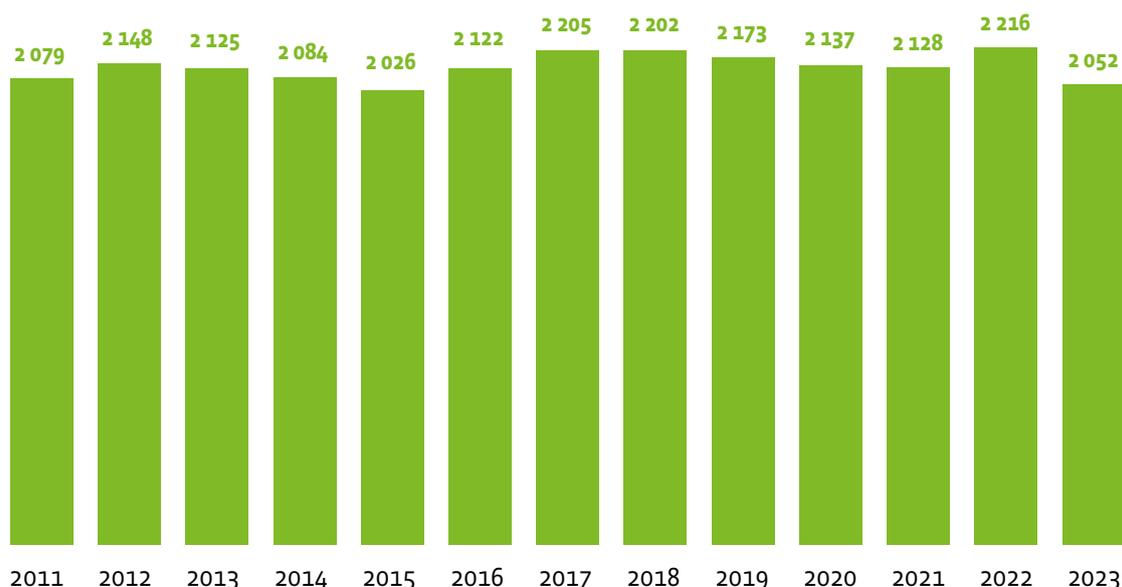
En France, les textes encadrant la gestion des déchets prévoient un taux supérieur à 65 % de valorisation matière en 2025 en poids des déchets non dangereux non inertes (DNDNI) et, in fine, une réduction de 50 % des DNDNI envoyés en installations de stockage entre 2010 et 2025. La loi relative à la lutte contre le gaspillage et à l'économie circulaire (Agec), adoptée en février 2020, renforce cet objectif en limitant les quantités de déchets ménagers et assimilés (DMA) admis en stockage en 2035 à 10 % des quantités produites. Elle généralise le tri des biodéchets à la source à partir de janvier 2024 et introduit en outre l'objectif d'« assurer la valorisation énergétique d'au moins 70 % des déchets » qui ne peuvent être recyclés en l'état des techniques



Graphique n° 1

Production brute d'électricité à partir de déchets municipaux renouvelables (en GWh)

Source: SDES, 2024.



DÉCHETS

disponibles et qui résultent d'une collecte séparée ou d'une opération de tri réalisée dans une installation prévue à cet effet d'ici à 2025.

Un plan national de prévention des déchets sur la période 2021-2027 a été publié en mars 2023. Il actualise les mesures de planification de la prévention des déchets et fixe les objectifs suivants : réduire de 15 % les quantités de DMA produites par habitant en 2030 par rapport à 2010 ; réduire de 5 % les quantités de déchets d'activités économiques (DAE) par unité de valeur produites, notamment du secteur du bâtiment et des travaux publics, en 2030 par rapport à 2010 ; atteindre l'équivalent de 5 % du tonnage des déchets ménagers en 2030 en matière de réemploi et de réutilisation ; réduire le gaspillage alimentaire de 50 % d'ici 2025, par rapport à 2015, dans la distribution alimentaire et la restauration collective, et de 50 %

d'ici 2030, par rapport à 2015, dans la consommation, la production, la transformation et la restauration commerciale.

OBJECTIFS DE RÉDUCTION DES DÉCHETS NON ATTEINTS

Basé sur le suivi des déchets ménagers et assimilés collectés par le Service public de gestion des déchets (DMA SPGD), un système d'observation existe en France depuis une vingtaine d'années. Cependant, avec le développement des responsabilités élargies du producteur (REP) et du tri à la source des biodéchets, un flux de plus en plus important de ces déchets ne sera plus collecté par le SPGD, introduisant des biais dans le calcul des indicateurs de suivi des objectifs. Pour les corriger et bien prendre en compte l'ensemble des déchets composant les DMA, y compris les flux exclus des DMA



Tableau n° 1

Périmètres de suivi de trois objectifs réglementaires sur les déchets à fin 2035

Source : Chiffres clés des déchets - Ademe, 2023.

Échelle géographique	Prévention - 15 % des quantités de DMA produites par habitant en 2030 par rapport à 2010	Valorisation matière 55 % de valorisation matière en 2025, 60 % en 2030 et 65 % en 2035	Mise en décharge Au maximum 10 % des quantités de déchets municipaux/DMA
Européenne	Aucun	Déchets municipaux	Déchets municipaux
Nationale	DMA (hors gestion de proximité biodéchets, hors VHU)	DMA	DMA
Régionale	DMA SPGD (phase transitoire) DMA (hors gestion de proximité biodéchets, hors VHU)	DMA SPGD (phase transitoire) DMA	DMA SPGD (phase transitoire) DMA

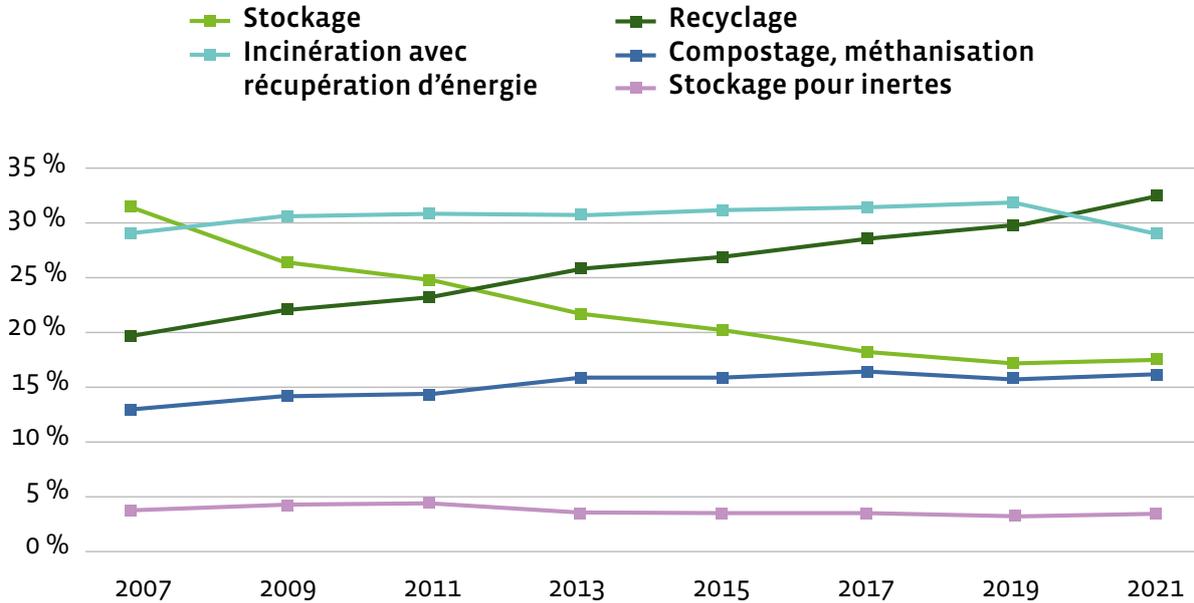
Observ'ER

Le baromètre 2024 de l'électricité renouvelable en France

Graphique n° 2

Évolution des orientations des déchets collectés (en %) par type de traitement

Source : « Chiffres clés des déchets », 2023.



SPGD, le système d'observation va évoluer petit à petit.

Pour ce qui est des DMA SPGD, qui comprennent donc les ordures ménagères résiduelles, les déchets des collectes séparées et les déchets collectés en déchetterie, leurs volumes sont repartis à la hausse depuis 2015 après huit ans de diminution¹. La baisse de la consommation des ménages due à la crise du Covid n'a pas eu raison de cette augmentation et les quantités de ces déchets marquent une hausse significative en 2021, atteignant 611 kg/an/hab (548 kg/an/hab hors déblais et gravats) contre 514 kg/hab en 2015. Si l'on exclut les déchets « assimilés », déchets des entreprises collectés en même temps que les déchets des ménages, les déchets des ménages s'élevaient à 500 kg/hab/an.

« L'objectif de réduction de 10 % entre 2010 et 2020 de la LTECV est donc loin d'avoir été atteint. Pour atteindre l'objectif 2030 fixé par la loi Agec, il faudra accélérer la mise en œuvre des leviers de réduction », souligne l'Ademe. En 2021, 47 % de ces 41,3 millions de tonnes ont été envoyés vers une valorisation matière (dont la valorisation organique), contre 33 % en 2007. Celle-ci gagne du terrain au détriment du stockage, qui recule de 11,2 à 6,9 millions de tonnes. L'incinération avec ou sans valorisation énergétique progresse légèrement sur la période, de 1,2 million de tonnes, et constitue toujours 30 % des tonnages traités (12,3 millions de tonnes en 2021).

DES TONNAGES INCINÉRÉS AVEC PRODUCTION D'ÉNERGIE STABLES

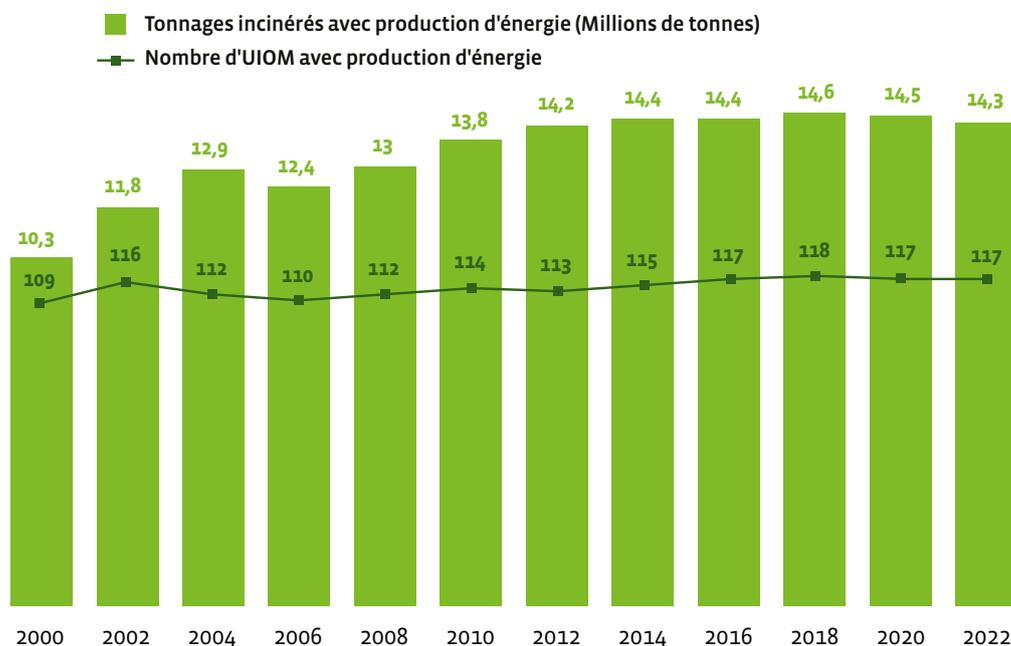
Si on se penche sur la partie valorisation énergétique des déchets, l'incinération constitue le principal mode utilisé puisque 79 % de la chaleur

1. Selon les documents de l'Ademe « Déchets chiffres-clés », édition août 2024, et l'enquête « Collecte des déchets par le service public en France », édition juillet 2023

Graphique n° 3

Évolution des tonnages envoyés en incinération avec production d'énergie

Source : « Chiffres clés des déchets », 2023.



générée par les déchets et 67 % de l'électricité proviennent des unités d'incinération des ordures ménagères (UIOM). Actuellement, en conformité avec les règles européennes, il est considéré que la moitié de l'énergie produite par les incinérateurs et issue de la fraction biodégradable des déchets est renouvelable. Les 50 % restants sont qualifiés d'énergie de récupération. Quoi qu'il en soit, c'est bien la totalité de l'énergie issue de la combustion des déchets qui vient en substitution à des filières classiques de production d'énergie. De 2000 à 2014, les tonnages incinérés avec production d'énergie ont fortement progressé, passant de 10,3 à 14,4 Mt, chiffre relativement stable depuis (14,3 Mt en 2022 selon les données en cours de traitement de l'Ademe). Cette augmentation des tonnages s'est produite sans création de nouvelles UIOM mais en équipant des sites

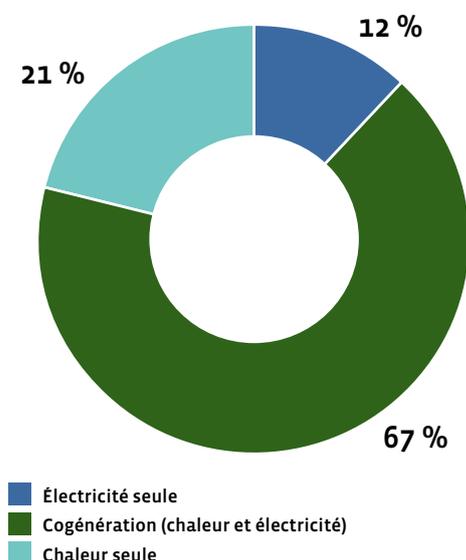
existants en process de valorisation de la chaleur d'incinération (UVE, unités de valorisation énergétique). L'incinération sans valorisation énergétique est en effet considérée, avec le stockage, comme la solution la moins vertueuse. Le nombre d'UIOM avec production d'énergie atteint ainsi 116 ou 117 en 2022 selon les sources, soit quasiment la totalité des UIOM. En 2022, divers arrêts techniques et des problèmes de saturation des capacités ont conduit à des délestages vers d'autres sites : 497 kt ont ainsi été envoyées en stockage ou vers d'autres UVE.

L'énergie dégagée par la combustion des déchets peut être valorisée sous forme de chaleur ou d'électricité seule, ou bien en cogénération (production concomitante d'électricité et de chaleur). Selon l'Ademe, parmi les 116 UIOM qui ont déclaré une production

Graphique n° 4

Détail des modes de valorisation de l'énergie issue des déchets renouvelables

Source : SDES.



énergétique en 2022, 17 valorisent les déchets sous forme électrique, 15 sous forme thermique et 84 en cogénération. Ce dernier mode de valorisation est en forte augmentation puisque le nombre d'UIOM en cogénération était de 69 en 2018. Cette hausse s'est faite notamment au détriment des unités qui n'effectuaient que de la valorisation électrique. La cogénération reste en effet le moyen de production le plus performant énergétiquement et économiquement. Elle permet de valoriser en électricité un éventuel surplus de chaleur l'été, l'électricité étant vendue depuis le début de la crise énergétique de plus en plus souvent sur le marché libre. Les usines qui ont un seuil de performance permettant d'obtenir le dégrèvement de la taxe globale sur les activités polluantes (TGAP) sont d'ailleurs en grande majorité des installations en cogénération. Selon les « Chiffres clés des énergies renouvelables

– Édition 2024 », en 2023, la consommation primaire de déchets ménagers renouvelables à des fins énergétiques atteint 15 TWh. Un quart de cette consommation permet de produire de l'électricité, 12 % de produire de la chaleur hors cogénération et 9 % sont directement consommés dans les secteurs de l'industrie et des services. Afin de mieux valoriser l'énergie des déchets, l'optimisation des unités existantes est nécessaire. Les aides versées en ce sens par l'Ademe doivent ainsi être maintenues. Pour favoriser le recyclage, en respect des préconisations de la LTECV, la TGAP a cependant commencé à augmenter en 2021. Pour les installations les plus performantes, le taux, compris entre 3 et 9 €/t en 2019 selon les performances de l'installation, passera à 15 €/t en 2025. Pour l'incinération à faible rendement énergétique, le taux, compris entre 9 et 15 €/t en 2019, passera à 25 €/t. Par ailleurs, depuis le 30 mai 2019, la production d'électricité par les UIOM n'est plus soutenue par un système de complément de rémunération en guichet ouvert. Près de 98 % de ces installations sont sous maîtrise d'ouvrage publique, mais la plupart des collectivités ont recours à des prestataires privés pour assurer le fonctionnement des UIOM. Parmi les exploitants, on peut citer Veolia, Suez (via sa filiale Suez RV Énergie), Paprec Énergies et Idex. Selon les chiffres provisoires issus de l'étude annuelle de l'Ademe « Marchés et emplois dans le secteur des énergies renouvelables et de la récupération » publiée en septembre 2024, si le marché total de la filière incinération a été stable sur trois ans autour de 168 M€, il a augmenté à 174 M€ en 2022 et 184 M€ en 2023. Les emplois associés s'élèvent à 600 ETP en 2022, en légère baisse depuis 2020 (630 ETP en 2020), avec une estimation à 590 emplois en 2023.

Des CSR dans la centrale de Bois-Rouge

À la Réunion, les communautés de communes du Nord et de l'Est ont choisi de mettre fin au tout enfouissement et de valoriser des CSR, ressource locale issue du centre de valorisation multifilière des déchets de la société Inovert à Sainte-Suzanne. Sur délibération de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) du 16 novembre 2023, Albioma a obtenu l'autorisation de les utiliser sur le site de Bois-Rouge, où une chaudière dédiée brûlera chaque année près de 70 000 tonnes de ce produit à haute qualité énergétique. Le projet devrait aboutir fin 2026. Il favorisera l'économie circulaire et contribuera à l'autonomie énergétique du territoire. Les CSR pourraient être produits sur l'île à hauteur de 170 000 tonnes par an, selon les scénarios les plus optimistes, ce qui ne permettra pas de se passer de pellets importés pour remplacer le charbon.

SANS OUBLIER LA FILIÈRE DES CSR

Outre l'incinération en UIOM, la valorisation énergétique des déchets peut se faire de façon différée via ce que l'on appelle la co-incinération de combustibles solides de récupération (CSR). Ces combustibles sont préparés à partir de déchets non dangereux qui n'ont pu être valorisés sous forme de matière (refus de tri de DAE essentiellement), en respectant certaines normes (pouvoir calorifique, teneur en chlore, etc.). Ils peuvent alors être utilisés pour produire de la chaleur et/ou de l'électricité, en remplacement d'énergies fossiles. Ce traitement thermique peut se faire chez l'industriel utilisateur ou dans des sites dédiés classés ICPE 2971 installés à proximité, dont la capacité de production est dimensionnée au regard d'un besoin local. Ceux-ci se différencient d'un incinérateur par leur finalité de production d'énergie (et non d'élimination de déchets) et par la nature des déchets utilisés pour préparer les CSR. Le mélange (bois, textiles, mousses, plastiques, papiers et cartons) affiche un pouvoir calorifique inférieur (PCI) supérieur aux ordures ménagères résiduelles (OMR) valorisées en unités de valorisation énergétique (UVE). Si la loi Agec fixe l'objectif d'« assurer la valorisation énergétique d'au

moins 70 % des déchets ne pouvant faire l'objet d'une valorisation matière d'ici 2025 », c'est notamment avec l'idée de renforcer le développement de la filière CSR. Un arrêté du 2 octobre 2020 est ainsi venu simplifier la réglementation applicable à la préparation et aux installations de combustion de CSR. Le potentiel est de 3 à 4 Mt selon les projections de la Fédération nationale des activités de la dépollution et de l'environnement (Fnade) et de l'Ademe. Selon le rapport de la Federec « Le marché du recyclage – 2021 », les capacités de production de CSR ont augmenté en 2022 et ont atteint 1,2 Mt. La production effective croît aussi de 34 % en 2021 par rapport à 2020 et atteint 420 000 tonnes. Elle reste cependant encore bien en deçà des capacités totales de production en raison principalement d'un manque d'exutoires. Le principal débouché est en effet les cimenteries mais, en 2021, seules 310 000 tonnes ont alimenté la filière. Le second débouché est les chaufferies conçues spécifiquement pour la consommation de CSR. Mais elles n'étaient que deux en 2021 – celle de 15 MW inaugurée par Séché Environnement en 2017 à Changé en Mayenne et celle de 22 MW mise en service par le pape-

tier Blue Paper en 2019 à Strasbourg dans le Bas-Rhin – et n'ont brûlé cette année-là que 19 000 tonnes. 91 000 tonnes ont ainsi été exportées auprès de cimenteries européennes faute d'exutoires suffisants en France.

Pour résoudre le problème, la filière cimentière française prévoit d'augmenter sa capacité d'utilisation des CSR à 1 million de tonnes par an d'ici à l'année prochaine. Et le parc d'unités dédiées de production d'énergie à partir de CSR devrait croître. L'Ademe a lancé en effet, depuis 2016, cinq appels à projets (AAP) « Énergie CSR » avec l'objectif de valoriser par ce biais 1,5 million de tonnes supplémentaires de CSR en 2025, soit un potentiel énergétique de 100 MW par an. Selon l'agence, début 2024, 19 projets avaient au total été soutenus (à hauteur de 263 millions d'euros), représentant une capacité totale de 700 MW PCI et 1 385 kt/an de déchets valorisés, soit respectivement 86 % des objectifs 2025 de capacité de production d'énergie installée (800 MW) et 92 % des objectifs 2025 de tonnage de CSR valorisés (1,5 Mt). Plusieurs ont vu le jour. Outre les installations de Changé et Strasbourg, en cogénération, on peut citer celles de B+T Énergie à Chalampé (Haut-Rhin) de 80 MWth et 2 MWe inaugurée en avril, celle de la papeterie de Condat Lecta à Le Lardin-Saint-Lazare (Dordogne) de 35 MWth et 12 MWe opérationnelle depuis septembre, ou encore celle de Dombasle Énergie portée par Solvay et Veolia, installée à Dombasle-sur-Meurthe (Meurthe-et-Moselle) sur le site de production de carbonate de soude de Solvay, qui devrait consommer et valoriser 350 000 tonnes de CSR par an fournies par Veolia depuis le centre de tri et de valorisation des déchets de Ludres. Construite par Solvay et exploitée par Veolia, elle dispose d'une puissance thermique

EN RÉSUMÉ



Quels faits marquants pour la filière ?

- **Un contexte réglementaire particulier** En matière de gestion des déchets, la valorisation énergétique n'est pas une priorité. Elle vient après la réduction des déchets et la valorisation matière. De plus, à 2035, l'objectif est de limiter à 10 % maximum les déchets urbains allant en déchèterie et donc pouvant être valorisés énergétiquement.
- **Stabilité de la production** Depuis 2011, la production électrique de la filière est stable autour de 2 ou 2,2 TWh
- **Le potentiel des CSR** Avec un potentiel de 3 à 4 millions de tonnes, les combustibles solides de récupération vont monter en puissance. La structuration de la filière est accompagnée par l'Ademe, qui gère en la matière un budget de 600 millions d'euros sur la période 2024-2027.

de 181 MW et d'une puissance électrique de 17,5 MW. L'énergie est utilisée dans le process industriel du site.

Pour accélérer le développement de la filière des CSR, l'Ademe a annoncé en juin 2023 une enveloppe budgétaire de 600 millions d'euros sur les quatre prochaines années (2024-2027). À l'automne 2023, la Commission européenne a autorisé la France à verser 300 millions d'euros de subventions publiques en 2024 et 2025 dans le cadre d'un

Observ'ER

Le baromètre 2024
de l'électricité renouvelable
en France

DÉCHETS

régime dérogatoire mis en place pour faire face à l'augmentation des prix des énergies fossiles due à la guerre en Ukraine. Le plafond maximum du taux d'aide est de 45 %. Les chaufferies devront respecter certaines conditions exigées par la Commission européenne : les CSR utilisés devront avoir une part biogénique majoritaire (51 % minimum), les projets devront être notifiés à la Commission avant le 31 décembre 2025 et en fonctionnement trois ans après. Les CSR devront servir à la production soit de chaleur, soit de chaleur et d'électricité du moment que les rendements de cogénération répondent aux exigences de la Commission. L'Ademe a ainsi lancé un sixième appel à projets en mars 2024 avec la possibilité de déposer des dossiers jusqu'au 3 juillet. La procédure s'adresse aux industries, aux collectivités et aux opérateurs de l'énergie et des déchets sur les territoires français (métropole, Corse et Drom COM). Fin 2024, l'analyse des dossiers était en cours. ●



3 QUESTIONS

de l'Observatoire
des énergies renouvelables



à **Marie-Hélène Schneider**,
directrice
générale de B+T
Environnement

1 Pouvez-vous nous présenter B+T Énergie et la chaufferie CSR de Chalampé ?

B+T Énergie France est l'une des trois filiales françaises de B+T Group. Sa mission est la production d'énergie à partir de CSR, pour le compte et sur le site d'Alsachimie, à Chalampé dans le Haut-Rhin. Le CSR est préparé sur la plateforme exploitée à Pfastatt, dans le Haut-Rhin également, par B+S Recyclage, une joint-venture entre B+T Environnement et Recostra, filiale du groupe Schroll, à partir de déchets issus de l'activité économique locale, en évitant leur enfouissement. La chaufferie industrielle, encore appelée EPCC pour Energy Production Center Chalampé, permet d'exploiter le pouvoir calorifique du déchet pour le transformer en énergie.

2 Quand la chaufferie a-t-elle été mise en service et comment l'énergie produite est-elle utilisée ?

L'EPCC a été mise en service en juillet 2023. Il produit de la vapeur et/ou de l'électricité. La vapeur, produite en continu, est directement injectée dans le process du client industriel Alsachimie, lui permettant de réduire l'utilisation de gaz naturel sur le site. L'EPCC a

une capacité de 80 MWth, correspondant à une consommation de 200 000 tonnes de CSR pour une production de vapeur surchauffée de +/- 100 t/heure. L'augmentation de la capacité est actuellement à l'étude. L'EPCC répond aux enjeux en matière énergétique de l'industriel, en participant à la décarbonation et à l'optimisation des coûts énergétiques, tout en permettant à la collectivité de réduire les volumes destinés à l'enfouissement. L'électricité est autoconsommée par l'EPCC.

3 Avez-vous d'autres projets en cours ?

Notre solution s'adresse idéalement aux clients industriels souhaitant trouver une alternative énergétique participant à la décarbonation d'un site tout en augmentant leur compétitivité grâce à une maîtrise durable des coûts d'approvisionnement de l'énergie consommée. Nous accompagnons nos clients depuis la conception du projet jusqu'à son exploitation, y compris dans la pérennisation durable de l'investissement et des sources d'approvisionnement, comme nous l'avons réalisé avec Alsachimie et DS Smith en Allemagne, par exemple. B+T Group ambitionne effectivement de déployer son savoir-faire auprès d'autres industriels et institutions intéressés par notre concept sur le long terme. Nous avons récemment noué un partenariat expert dans notre domaine d'activité sur le plan international qui va nous permettre de développer d'autres projets similaires et complémentaires, dans le domaine de la décarbonation ou l'accompagnement des collectivités. ●



GÉOTHERMIE

La centrale géothermique de Rittershoffen (Bas-Rhin), d'une puissance de 24 MWth, alimente en chaleur l'usine de transformation d'amidon Roquette-Frères.

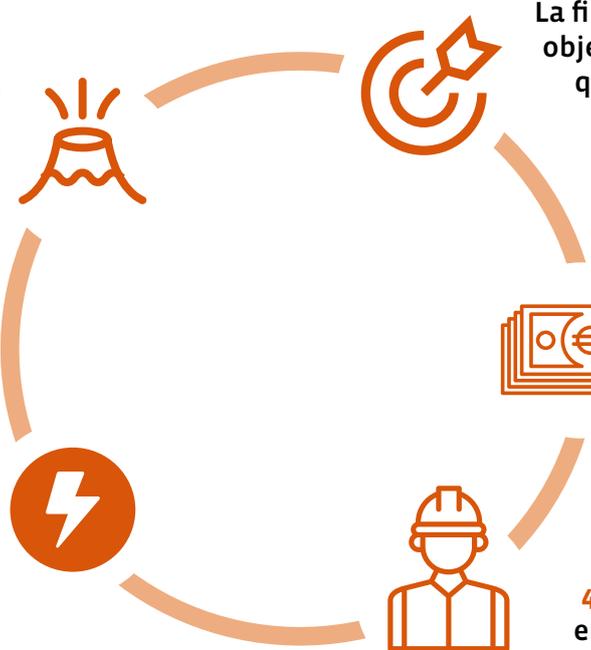
La capacité géothermique électrogène est de **16,7 MW à fin 2024**. Un chiffre qui n'a pas évolué depuis une vingtaine d'années.

La filière n'a pas atteint son objectif à fin 2023 de la PPE2, qui était de **24 MW** en métropole

En 2023, la production électrique a été de **116 GWh**, un chiffre essentiellement issu du site de Bouillante

20 millions € d'activité en 2022

40 emplois directs en 2022



Si la géothermie profonde est aujourd'hui très largement tournée vers la production de chaleur, une filière électrogène demeure en France métropolitaine ainsi que dans les Drom. La montée des enjeux économiques et stratégiques autour de la production de lithium géothermal donne un nouvel élan à la filière.

GÉOTHERMIE

La géothermie est une source d'énergie qui peut être valorisée sous différentes formes. En France, son utilisation est désormais nettement orientée vers la production de chaleur ou de froid au travers de différentes technologies comme des forages à grande profondeur ou des sondes reliées à des pompes à chaleur. Il existe également une filière électrogène représentée par deux sites en exploitation et une série de projets en cours de développement. La production d'électricité d'origine géothermique est une technologie qui se base sur l'exploitation de milieux souterrains naturellement fracturés à forte perméabilité. Ces cavités sont situées à plus de 1 000 m de profondeur et leur température varie entre 120 et 300 °C. Les sites capables des centrales géothermiques électrogènes sont de deux ordres. D'une part les réservoirs géothermiques situés en zones volcaniques où la température du sous-sol dépasse facilement les 200 °C sans avoir à forer au-delà de quelques centaines de mètres de profondeur. En Europe, c'est le cas 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 ou la Réunion.

Les autres types de sites pouvant développer une production électrique exploitent des réservoirs naturels localisés au niveau de bassins d'effondrement. Ces zones géologiques naturellement faillées, faiblement perméables et profondes de plusieurs milliers de mètres contiennent parfois un fluide géothermal. En métropole, plusieurs sites correspondent à ces caractéristiques, notamment dans le bassin rhénan, la vallée du Rhône et la vallée de la Limagne (Puy-de-Dôme). Fin 2024, la puissance installée française en matière de

géothermie électrogène était de 16,7 MW à partir de deux sites : la centrale de Bouillante en Guadeloupe (15 MW) et celle de Soultz-sous-Forêts en Alsace (1,7 MW).

LES DEUX SITES HISTORIQUES

Berceau de la géothermie française, la centrale de Bouillante a commencé à produire ses premiers kWh en 1984 avec une puissance installée de 4 MWe. En 2005, une extension a été réalisée avec la mise en service de l'unité Bouillante 2, qui a permis de porter la capacité totale du site à 15 MW. Longtemps exploitée par le BRGM (Bureau des recherches géologiques et minières), la centrale est aujourd'hui gérée par la société Ormat Technologies, développeur américain de projets géothermiques, associée à la Caisse des dépôts. Une nouvelle unité d'une puissance de 10 MW, dont les travaux ont débuté en 2022, devrait être mise en service pour fonctionner aux alentours de 2026. Sur cette nouvelle unité, trois puits ont été forés : un puits de production à 500 mètres de profondeur et deux puits de réinjection situés à 1 500 mètres de profondeur. L'unité B1bis permettra de valoriser l'eau séparée destinée aujourd'hui à être rejetée en mer. La centrale de Bouillante est aujourd'hui la seule centrale électrique géothermique de la Caraïbe et représente entre 6 et 7 % de la consommation électrique de la Guadeloupe. Un autre projet de centrale pourrait voir le jour dans le secteur de la Soufrière si la campagne de forages qui doit être engagée en 2025 met en évidence une ressource exploitable (évaluée à 20-30 MW). Par ailleurs, un permis exclusif de recherche (PER) au sud de l'île de Basse-Terre est en cours d'instruction pour conduire des études préalables d'exploration. En Martinique, plusieurs demandes de PER ont été déposées : l'une au sud, aux

GÉOTHERMIE

ances d'Arlet, pour de la production d'électricité; deux autres au centre de l'île pour de la production de froid. Une troisième zone pourrait faire l'objet d'investigations complémentaires au nord de l'île (secteur de la montagne Pelée) pour un projet de production d'électricité.

L'autre grande technologie française en matière de géothermie électrogène se trouve en métropole, dans la région Grand Est. Le site géothermique de Soultz-sous-Forêts (Bas-Rhin) a longtemps été un démonstrateur pour la valorisation de la chaleur piégée dans des roches granitiques profondes de plusieurs milliers de mètres. La technologie développée est celle de l'EGS (enhanced geothermal system), qui permet d'améliorer la circulation du fluide dans ces réservoirs géothermiques particuliers car ici, à la différence de Bouillante, l'eau géothermale ne circule pas librement dans tout le réseau de failles souterraines. Un site pilote scientifique a été réalisé en 2008 sur la base de quatre puits (un à 3 500 m et trois à 5 000 m de profondeur) captant une ressource géothermale à 200 °C, associés à une centrale électrique de 1,7 MWe. Depuis 2016, la centrale de Soultz-sous-Forêts est exploitée par un groupement européen d'intérêt économique (GEIE) appelé Exploitation minière de la chaleur et détenu par Électricité de Strasbourg (67 %) et l'allemand EnBW (33 %). Le groupement a reconfiguré la centrale pilote en un site industriel de production d'électricité géothermique. L'objectif est désormais d'essaimer ailleurs sur le territoire le savoir développé depuis plus de vingt ans sur le site alsacien, et c'est ainsi que les acquis de Soultz ont permis de valider la technologie EGS à travers la centrale de Rittershoffen. Inaugurée en 2016 pour un investissement de

55 millions d'euros, cette centrale d'une puissance de 24 MWth alimente en chaleur l'usine de transformation d'amidon Roquette-Frères. Pour aller plus loin, une vingtaine de permis exclusifs de recherche (PER) ont été octroyés en France depuis la fin des années 2010. Leur objectif 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. Ces pratiques sont encadrées par le code minier, à travers deux titres miniers: le permis exclusif de recherche pour la phase d'exploration et la concession pour la phase d'exploitation.

UNE FILIÈRE DÉSORMAIS Tournée VERS LA PRODUCTION DE CHALEUR

Alors que l'ensemble des permis exclusifs de recherche aurait dû mener le parc de géothermie électrogène français à progresser d'environ 60 MWe d'ici 2028, des incidents survenus sur le site de Vendenheim en décembre 2020 sont venus ralentir ce programme. Situé dans l'Eurométropole de Strasbourg, le site de Vendenheim avait révélé un potentiel intéressant en 2015 suite à des campagnes géothermiques menées à plus de 4 000 mètres par Fonroche Géothermie (aujourd'hui Georhin). Cependant, le projet a été stoppé en décembre 2020 suite à une série de secousses sismiques dont la plus importante a atteint la magnitude de 3,59 sur l'échelle de Richter. Après une analyse des données disponibles, Georhin a conclu à un défaut de connexion entre les deux puits forés, ce qui a créé un déséquilibre dans le sous-sol engendrant les épisodes sismiques. Pour l'avenir, l'objectif sur le long terme est de procéder aux travaux nécessaires pour connecter

Accélérer sur le lithium

« Le lithium et le cuivre sont les nouveaux “ors noirs” et la France en regorge. » Ainsi s'était exprimé Bruno Le Maire, alors ministre de l'Économie, en avril 2024. D'après les services de l'État, rien que dans l'Allier (où opère l'entreprise Imerys) et en Alsace (convoitée par Lithium de France, Vulcan Energy et Eramet), les sous-sols métropolitains comprennent deux tiers des quelque 15 000 tonnes de lithium nécessaires annuellement (hors recyclage) pour l'industrie automobile électrique française à l'horizon 2030. Du côté du cuivre, les réserves françaises sont estimées à 850 000 tonnes pour des besoins annuels de 35 000 tonnes pour la fabrication de panneaux solaires ou d'éoliennes et de 7 000 tonnes rien que pour le raccordement d'éoliennes en mer ou le développement du réseau électrique. Hormis les nouvelles possibilités souterraines (hydrogène naturel, stockage de CO₂, etc.), le gouvernement veut exploiter le potentiel géothermique du territoire métropolitain : 10 térawattheures (TWh) pour des projets de surface alimentant des pompes à chaleur et 6 TWh à plus d'un kilomètre de profondeur (soit 110 forages) d'ici à 2030 (contre 5 TWh actuellement en tout). Pour accélérer le développement du secteur du lithium géothermique, le gouvernement souhaite poursuivre les efforts lancés par la loi industrie verte en facilitant la conduite de forages géothermiques, mais également d'extractions de métaux stratégiques et de stockages souterrains de dioxyde de carbone (CO₂). Concrètement, le projet de loi de simplification va modifier le code minier pour que soient menées concomitamment les différentes phases d'instruction jusqu'ici successives (consultations des services de l'État, puis des collectivités locales et, enfin, du public sous la supervision du préfet) et requises pour l'octroi d'un permis exclusif de recherches (PER) – préalable, si l'exploration est fructueuse, au dépôt d'une demande d'autorisation environnementale de travaux miniers. L'objectif est de diviser par deux la durée des procédures qui actuellement sont de seize à dix-huit mois en France, contre six à sept mois en Allemagne. La filière de la géothermie profonde espère que la valse des gouvernements survenue au cours du dernier trimestre 2024 ne viendra pas enterrer ces évolutions annoncées.

ter les deux puits et préparer une relance éventuelle du projet de Vendenheim, même si cela ne pourra se faire sans l'acceptation des populations avoisinantes. Les difficultés rencontrées par ce projet n'ont cependant pas impacté l'ensemble des permis d'explorations français en cours. Les opérations dans le nord de l'Alsace (à Wissembourg) ou dans les autres zones du pays sont toujours en développement et la plupart ont fait l'objet de dépôts de permis de forage.

Hormis les difficultés rencontrées en Alsace, la filière géothermique électrogène a été confrontée à un autre obstacle : l'officialisation de l'arrêt du soutien à la filière avec l'abrogation annoncée en 2020 du tarif d'achat pour les nouveaux sites français. Cet arrêt n'a pas été une surprise car il avait été initialement annoncé lors de la validation de la programmation annuelle de l'énergie en 2020. Les acteurs du secteur ont

Observ'ER

Le baromètre 2024
de l'électricité renouvelable
en France

Tableau n° 1

Objectif de production de chaleur inscrit dans la PPE3 pour la géothermie profonde

Source: « Stratégie française pour l'énergie et le climat », programmation pluriannuelle de l'énergie 2025-2030, 2031-2035

Consommation en 2022 et objectifs de production (en TWh)	2022	2030	2035 seuil bas	2035 seuil haut
Géothermie profonde	2,2	6	8	10

cependant pu obtenir des services de l'État que tous les projets ayant été déposés avant le 31 décembre 2021 pourraient encore profiter de cette aide, et c'est ce qui s'est produit. Les dossiers déposés correspondent aux sites pour lesquels des permis de recherche sont en cours et qui pourront disposer, une fois leur mise en service effective, d'un tarif de 246 euros par MWh pour l'électricité produite. Si l'ensemble des projets déposés sont menés à bien, cela pourrait ajouter environ une soixantaine de MW à la capacité électrogène géothermique française.

Aujourd'hui, le gouvernement a explicitement tourné la filière géothermique en métropole vers de la production de chaleur ou de froid. Pour pousser plus avant ces valorisations, une modification est intervenue en 2024 sur les règles du Fonds chaleur avec l'approche EnR'Choix. Cette règle hiérarchise les différentes énergies dans les critères de sélection des projets aidés par le fonds. Ainsi la récupération de chaleur fatale est placée en tête, puis vient la géothermie en deuxième position, devant le solaire thermique et la biomasse en quatrième place. Cela signifie que pour tout projet pour lequel on souhaite être aidé par le Fonds chaleur, il faudra justifier par une étude ad hoc le fait d'avoir écarté les énergies ayant une position supérieure à celle de la technologie proposée. Cela implique que davantage de projets vont devoir

considérer l'utilisation de technologies de géothermie profonde ou de surface, ce qui devrait augmenter in fine le nombre d'opérations réalisées. Un autre point traduit la réorientation de la géothermie vers la production de chaleur : le fait que la nouvelle programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE3) ne comportera aucun objectif de capacité supplémentaire électrique pour la filière mais uniquement des ambitions dans la production de chaleur. Sur la base d'un chiffre de 2,2 TWh de chaleur produits en 2022 par le secteur de la géothermie profonde en métropole, la nouvelle PPE vise à porter ce chiffre à 6 TWh fin 2030 puis entre 8 et 10 TWh à fin 2035.

L'ENJEU DU LITHIUM

L'une des priorités de la France en matière de transition écologique est d'assurer au maximum sa souveraineté énergétique. Dans ce domaine, l'électrification des usages de mobilité a fait émerger un nouvel enjeu : celui de l'approvisionnement en lithium nécessaire à la production de batteries des véhicules électriques. En la matière, la géothermie a un vrai rôle à jouer. La présence de saumures géothermiques riches en lithium est connue depuis plusieurs années dans le nord de l'Alsace, mais la ressource n'avait pas à l'époque l'intérêt qu'on lui connaît aujourd'hui. Or son extraction est faisable et elle est tout à fait

GÉOTHERMIE

compatible avec une exploitation énergétique d'un site. Selon l'AFPG, si les centrales géothermiques électrogènes avaient la capacité de capter les 200 mg/l de lithium contenus dans l'eau prélevée, il suffirait de 10 centrales d'environ 25 MWth pour que le lithium extrait couvre la consommation actuelle de la France de cet élément. Sur la base de ce constat, on assiste aux prémices de la structuration d'une filière française. Après deux ans de travail mené dans le cadre du projet européen EuGeLi (pour European Geothermal Lithium Brine), le Bureau national de recherche géologique et minière (BRGM) a annoncé en janvier 2022 la production des premiers kilogrammes de carbonate de lithium de qualité batterie issus d'eau géothermale européenne, en l'occurrence à la centrale de Soultz-sous-Forêts. L'étape suivante est désormais assurée par Ageli (Alsace Géothermie Lithium), et menée conjointement par Eramet et Électricité de Strasbourg. Le groupement a inauguré en décembre 2023 un démonstrateur industriel installé au sein de la centrale géothermique de Rittershoffen. L'unité vise à tester l'efficacité d'un procédé d'extraction directe de lithium mis au point par Eramet pour l'exploitation de l'un des plus grands gisements de lithium au monde, celui de Centenario, en Argentine. Le lithium est extrait de l'eau géothermique de la centrale alsacienne pour être raffiné puis transformé en carbonate de lithium, une poudre blanche qui sera utilisée dans la composition des batteries pour véhicules électriques. Les tests menés visent à s'assurer de la stabilité du matériau actif d'extraction, dans les conditions du territoire alsacien, et à vérifier le rendement de récupération du lithium – qui atteint 90 % en Argentine. Si le test est concluant, il pourrait aboutir à un investis-

sement des deux partenaires de plusieurs centaines de millions d'euros pour développer, à terme, une filière industrielle du lithium en Alsace. Le forage d'au moins trois autres puits de géothermie serait nécessaire, mais il n'y a pas de décision finale attendue avant 2026. En plus d'Eramet et ES, d'autres groupes se sont lancés dans la course locale à l'or blanc, comme Lithium de France, propriété du français Arverne, spécialiste des forages géothermiques, qui veut mettre en place une extraction de masse dès 2026. Le groupement a fait une demande d'autorisation environnementale pour son premier forage en Alsace du Nord, qui devrait débuter à l'été 2025. Lithium de France est également en cours de développement d'un démonstrateur en partenariat avec le norvégien Equinor. Autre groupe actif sur le lithium, l'australien Vulcan Energy Resources, présent de l'autre côté de la frontière, en Allemagne, a signé un contrat avec les constructeurs automobiles Stellantis, Volkswagen et Renault pour fournir leurs futures batteries électriques.

UNE FILIÈRE FRANÇAISE RÉDUITE MAIS BIEN STRUCTURÉE

Les professionnels du secteur de la géothermie en France présentent un vrai savoir-faire sur l'ensemble de la chaîne de valeur, même si certaines activités doivent être renforcées. Ainsi les acteurs français sont très performants en matière de géosciences et d'ingénierie des sous-sols. Il en va de même pour les activités de forage, pour lesquelles les professionnels français ont un savoir-faire ainsi que les outils pour les opérations en surface comme le traitement des eaux, les conduites de surface ou l'ingénierie des centrales. Le point faible est en revanche celui des turbiniers. Il n'y a pratiquement

qu'une seule entreprise française sur ce type d'installations : Enertime. Pour les sites actuels, les développeurs se tournent plutôt vers des turbiniers étrangers qui ont des références fortes et de grosses garanties, ce qui est très important pour rendre les projets finançables par les banques. Dans sa dernière étude en date sur les emplois et l'activité économique des secteurs renouvelables, l'Ademe estime à 2 620 les emplois directs de la filière géothermique française en 2022 pour l'ensemble des différents segments qui la composent (pompes à chaleur individuelles et collectives, réseaux de chaleur et géothermie profonde) mais à seulement 40 équivalents temps plein (et un chiffre d'affaires de 20 millions d'euros) pour la partie géothermie électrogène qui correspond aux technologies décrites dans cette fiche. ●

EN RÉSUMÉ



Quels faits marquants pour la filière ?

- **Stagnation de la capacité électrogène** Depuis 2008 et la mise en service de l'unité de Soultz, la capacité électrogène française n'a pas évolué. Des projets d'extension des sites actuels ou de création de nouvelles centrales existent mais leur développement est lent.
- **En métropole, une filière tournée vers la production de chaleur** La géothermie profonde est désormais orientée vers la production chaleur avec pour objectif de multiplier par trois sa production d'ici à 2030 puis par quatre ou cinq d'ici 2035.
- **L'enjeu du lithium** Le lithium géothermal est devenu une ressource stratégique pour la France. Une filière nationale se structure autour de plusieurs sites qui sont encore au stade de démonstrateurs industriels.



3 QUESTIONS

de l'Observatoire
des énergies renouvelables



à **Jean-Jacques Graff**,
président
de l'AFPG¹

¹. Association française
des professionnels de la
géothermie

1 Quelles ont été les principales avancées du plan d'action français en faveur de la géothermie en 2024 ?

En géothermie de surface, il y a eu la mise en place de la qualification professionnelle pour les assistants foreurs. L'AFPG et le Syndicat national des entrepreneurs de puits et de forages pour l'eau et la géothermie (SFEG) vont pouvoir habiliter trois centres de formation qui vont pouvoir délivrer des certificats de qualification professionnelle (CQP). Cela va massifier le réseau des foreurs qui pourront intervenir sur des forages d'eau mais également sur des forages géothermiques, et cela pour des opérations individuelles ou des champs de sondes. La formation dure environ six mois, ce qui permettrait actuellement un quota d'environ 60 assistants qui peuvent être certifiés chaque année. C'était une étape importante pour la filière, qui souffre du manque d'artisans foreurs sur le terrain. En parallèle, l'AFPG a développé le label Géoartisan. C'est une plateforme permettant de répertorier et de mettre en valeur les installateurs

de PAC géothermiques qui s'engagent à réellement jouer le jeu, c'est-à-dire à ne pas discriminer la géothermie lorsqu'ils proposent des pompes à chaleur à leurs clients. Nous venons d'enregistrer le cinquantième installateur fin 2024. Pour les projets de plus grande importance, l'avancée principale a été la mise en place de l'approche EnR'Choix dans le dispositif du Fonds chaleur. Cela signifie que désormais les projets qui souhaitent une aide du fonds devront a minima étudier si la géothermie profonde ou de surface est technologiquement et économiquement intéressante. Ils ne pourront plus l'écarter sans avoir fait une pré-étude. Cela devrait conduire davantage de porteurs de projets à considérer la géothermie et in fine drainer des opérations supplémentaires. Cette approche est effective depuis le début 2024 mais c'était une année de transition ; les retombées concrètes devraient s'observer à partir de 2025. Enfin, il y a eu le réaménagement du Fonds de garantie du risque géologique géré par SAF Environnement qui jusqu'ici était dédié presque exclusivement aux opérations en Île-de-France sur la nappe du Dogger. Depuis un an, le fonds est ouvert à l'ensemble du territoire et des dossiers ont été déposés. La prochaine étape sera la constitution d'un comité stratégique pour analyser les opérations aidées et avoir des retours d'expériences.

2 Qu'en est-il de la filière géothermie électrogène?

En France métropolitaine, la géothermie est désormais orientée vers la production de chaleur. L'objectif est de limiter l'utilisation des énergies fossiles, qui comptent pour 63 % de la production de chaleur en France. Il en va de l'autonomie et de la souveraineté du pays et il y a urgence à faire évoluer le bilan énergétique national. Pour la partie électrogène, il n'y a donc aucun objectif inscrit dans la PPE3. L'enjeu est aujourd'hui de continuer le développement des sites ayant obtenu leur éligibilité au tarif en métropole. Dans les Drom, les projets électrogènes gardent leur pertinence car la géothermie peut participer davantage au mix électrique de ces zones. Il y a des permis d'exploration sur l'île de la Réunion, en Martinique, en Guadeloupe et même à Mayotte, mais l'avancement de ces projets est lent. Par exemple, sur le site de Bouillante, l'extension de la centrale est toujours en cours. La demande de permis de construire a été faite mais les travaux n'ont pas encore débuté.

3 La France dispose-t-elle d'un pool d'acteurs qui pourraient répondre à des appels à projets internationaux sur des opérations en géothermie électrogène?

Bien sûr. Au sein du cluster Geodeep de l'AFPG, il existe un ensemble d'acteurs qui couvrent toute la chaîne d'activité et qui sont performants. Il y a notamment des grands groupes comme Engie ou Vallourec qui ont une très bonne expérience en géothermie profonde. En revanche, ce qu'il manque, c'est une entreprise qui prenne le leadership de ce groupe et initie des mouvements pour répondre à des appels internationaux. C'est dommage car il y a de

belles entreprises avec une vraie capacité en ingénierie, notamment sur des opérations complexes, un domaine où la France a toujours été reconnue. Là aussi, la filière chaleur de la géothermie profonde est un peu plus avancée. Les acteurs sont davantage prêts côté chaleur qu'ils ne le sont côté production d'électricité pour aller à l'international. ●

ÉNERGIES MARINES RENOUVELABLES

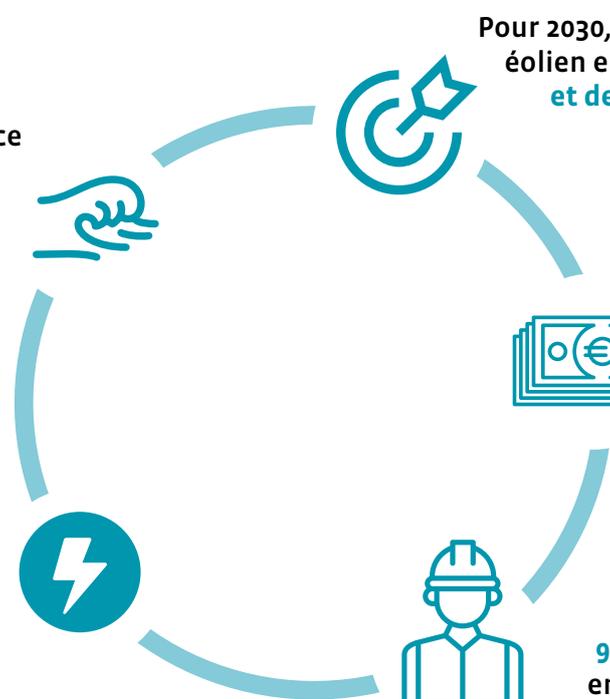
La France possède une puissance installée de **1 713 MW** à fin 2024, dont **1 473 MW** relevant de sites éolien en mer et **240 MW** d'énergie marémotrice

2 349 GWh ont été produits en 2023 dont 1 900 issus des 3 parcs éolien en mer

Pour 2030, l'objectif de puissance éolien en mer est de **3,6 GW**, et de **18 GW** pour 2035

3 500 millions € d'activité en 2023 (+ 44 % en un an)

9 301 emplois directs en 2023 (+ 11 % en un an)



Malgré un retard sur sa feuille de route, le secteur des énergies marines poursuit son développement en France. Le pays affiche désormais trois sites éolien en mer en exploitation et les filières industrielles poursuivent leur structuration.

Observ'ER

Le baromètre 2024 de l'électricité renouvelable en France

ÉNERGIES MARINES

Les océans et les mers recèlent d'énormes quantités de flux énergétiques provenant des vents, de la houle, des grands courants marins, des marées ou des différences de température entre les courants. De par sa situation géographique, la France se trouve dans une position unique pour développer les énergies marines. En effet, le pays dispose d'un territoire maritime vaste (plus de 11 millions de km², Drom compris) et ouvert sur tous les océans, d'industries performantes dans le domaine maritime et de nombreux organismes de recherche. Les ambitions nationales aussi bien énergétiques qu'économiques sont élevées pour les années à venir, cependant la concurrence des autres pays est bien réelle et les niveaux de maturité des différentes technologies, et donc l'échéance de leur exploitation commerciale, sont très variés. Si l'éolien en mer posé dispose déjà de sites opérationnels, d'autres filières comme l'éolien flottant ou l'hydrolien sont à des stades moins avancés.

TROIS SITES ÉOLIEN EN MER POSÉ POUR LA FRANCE

Après avoir mis en service en septembre 2022 son premier parc éolien en mer (Saint-Nazaire, 480 MW), la France en a ajouté deux supplémentaires en 2024. Celui de Saint-Brieuc est entré pleinement en service en mai (496 MW), devançant de peu celui de Fécamp (497 MW), qui produit depuis le mois de juin. Le pays possédait à fin 2024 une puissance totale éolienne offshore de 1 473 MW. Ce chiffre apparaît cependant relativement faible au regard des objectifs affichés pour le secteur, puisque le Pacte éolien en mer entre l'État et la filière, signé en mars 2022, vise 18 GW de puissance fin 2035 puis 40 GW en 2050 (éolien posé et flottant). À plus court terme,

la nouvelle PPE3 a inscrit un point de passage à 3,6 GW fin 2030. Cet objectif devrait être atteint grâce aux projets en chantier issus des premiers appels d'offres (AO). En revanche, celui à 2035 nécessitera la réussite d'un très ambitieux AO 10 attendu pour 2025 et qui devrait porter sur 8 à 10 GW.

Tous ces sites français en activité relèvent de l'éolien posé sur les fonds marins (au contraire de l'éolien flottant présenté plus loin). Cette technologie permet d'implanter des éoliennes jusqu'à 20 kilomètres des côtes dans des zones pouvant aller jusqu'à 50 mètres de profondeur. Loin du rivage, avec un vent plus fort, plus régulier et sans obstacle, les parcs obtiennent un meilleur rendement que ceux sur terre. Ainsi, le facteur de charge des parcs éoliens en mer en Europe (ratio entre l'énergie produite par les machines et celle qu'elles auraient produite si elles avaient constamment fonctionné au maximum de leur capacité) est d'environ 45 % contre 25 % en moyenne pour l'éolien terrestre.

Dans les années à venir, plusieurs projets vont étoffer le parc national puisque les sites de Courseulles (448 MW), l'île d'Yeu - Noirmoutier (496 MW) et Le Tréport (496 MW) devraient entrer en production entre 2025 et 2026. À plus longue échéance, se prépare le site au large de Dunkerque qui n'est pas attendu avant 2028 (600 MW) puis ceux de Barfleur dans le Cotentin et d'Oléron, tous les deux de 1 GW mais programmé respectivement pour 2031 et 2032. Dans le cadre du calendrier annuel d'AO prévu dans la 2^e programmation pluriannuelle de l'énergie 2019-2028 (PPE2), deux autres projets d'éolien en mer posé sont en préparation. Pour le projet Centre Manche 2, une première zone d'implantation a été délimitée au large du Calvados pour une puissance prévue de

L'éolien en mer dans le monde

Si de nombreux États ou zones ambitionnent de développer rapidement leur secteur de l'éolien en mer, peu de pays ont dans les faits des parcs en production. En termes de sites actifs, seules trois zones dans le monde affichaient des puissances installées fin 2023 : l'Asie, l'Europe et le continent américain pour un total mondial de 75 162 MW. Au niveau européen, la France n'est pas aux premières loges en matière d'éolien en mer. Fin 2023, la puissance totale raccordée pour l'éolien offshore au sein de l'Union européenne était de 18 359,8 MW. Une capacité totale développée par 11 pays sur les 27 que compte l'Union. La France pointait alors à la cinquième place avec 872 MW officiellement raccordés. L'Allemagne (3 837 MW), les Pays-Bas (3 978 MW), le Danemark (2 469 MW) et la Belgique (2 261,8 MW) occupaient les premières places avec pourtant des premiers programmes lancés après ceux de la France. 2023 avait été la meilleure année jamais enregistrée pour les nouvelles installations d'éolien offshore dans l'Union européenne avec 2 176 MW de mieux (contre 1 020 MW en 2022). Il convient cependant d'ajouter que le champion du continent européen n'est pas l'Allemagne mais le Royaume-Uni, qui présentait un parc de 14 751 MW en mer fin 2023.

Ces chiffres sont cependant bien faibles comparés à ceux de l'Asie où, sans surprise, la Chine domine largement les débats. En 2023, le pays cumulait 37 775 MW d'éolien en mer fin 2023, soit 50,3 % du parc offshore mondial. Ce continent a également vu le raccordement de puissances à Taïwan (2 104 MW), au Vietnam (874 MW) ainsi qu'au Japon (188 MW). Enfin, sur le continent d'Amérique du Nord, seuls les États-Unis ont entamé l'exploitation du secteur, mais avec un modeste total de 42 MW fin 2023.

1,5 GW. La désignation du lauréat de l'appel d'offres devrait se faire début 2025 pour une mise en service programmée en 2032. Le second projet est celui de Sud Atlantique, situé au large de l'île d'Oléron. L'attribution de ce projet de 1 000 MW est prévue courant 2025, pour une mise en service également attendue en 2032.

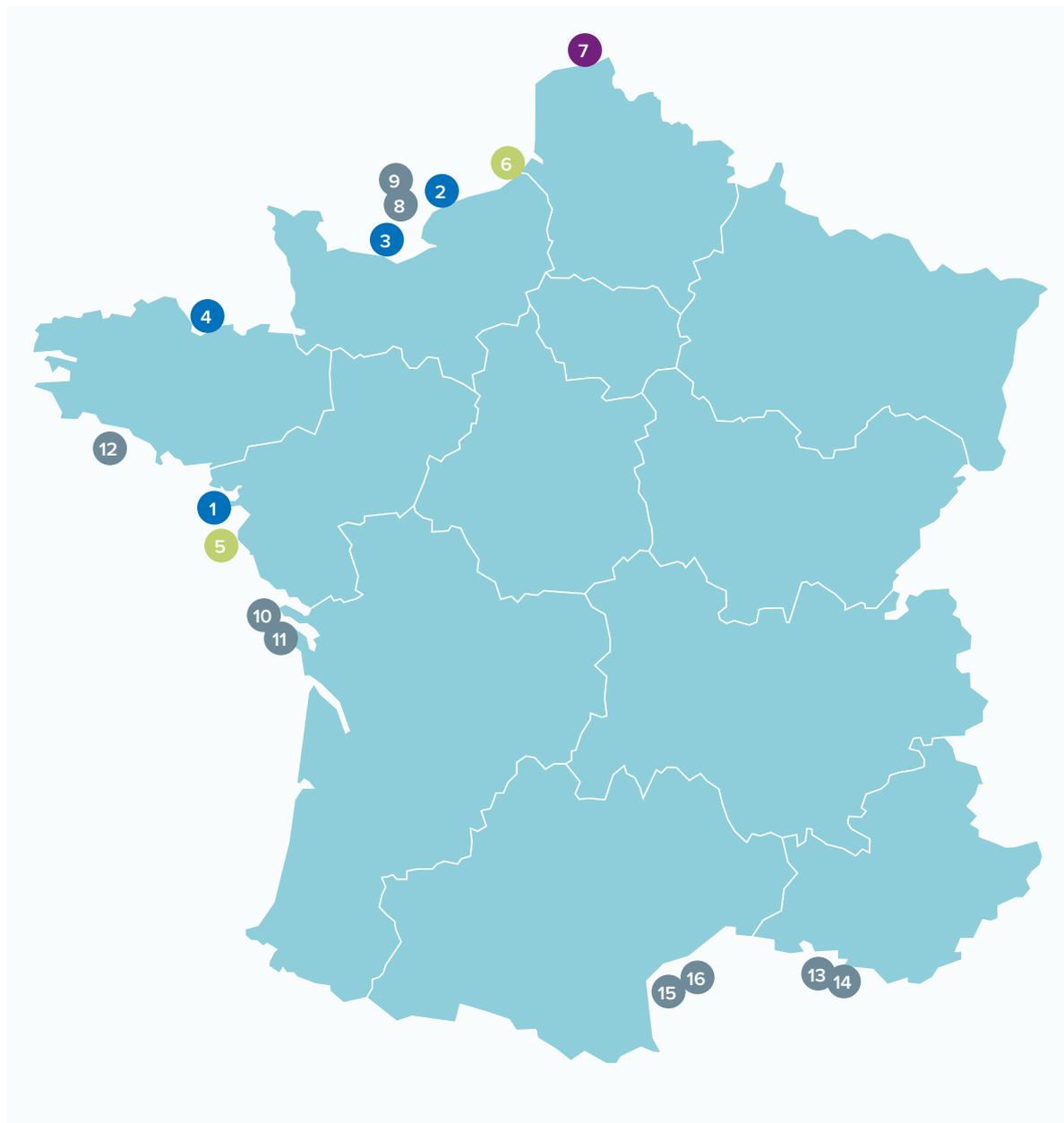
La concrétisation des premiers parcs en mer a conduit au développement et à la structuration d'une filière industrielle nationale de l'éolien en mer. Plusieurs déploiements industriels ont eu lieu sur le territoire avec la création en 2014 de l'usine General Electric Renewable Energy de fabrication de nacelles et de générateurs à Saint-Nazaire. Avec le centre d'ingénierie à Nantes, cela

représente près de 700 emplois. En 2019, l'usine de fabrication de pales de LM Wind Power est sortie de terre à Cherbourg. Elle compte aujourd'hui près de 700 salariés. En 2022, il y a eu la création au Havre d'une usine de fabrication de nacelles et de pales qui emploie aujourd'hui près de 750 personnes. Plus généralement, à proximité de chacun des ports d'attache des projets, des plateformes logistiques se sont développées nécessaires à une partie de l'assemblage des composants et à la préparation des travaux en mer. De même, des bases de maintenance se sont créées à proximité des zones d'installation des sites en mer pour à chaque fois une centaine d'emplois.

Carte n° 1

Cartographie des sites éolien en mer posé commerciaux offshore

Source : Observ'ER.



● Zones d'installation des éoliennes du 1^{er} appel d'offres

● Zones d'installation des éoliennes du 2^e appel d'offres

● Zones d'installation des éoliennes du 3^e appel d'offres

● Zones d'implantation : procédure en cours

Voir légende page suivante.

Observ'ER

Le baromètre 2024
de l'électricité renouvelable
en France

ÉNERGIES MARINES

- 1** **PARC DU BANC DE GUÉRANDE – SAINT-NAZAIRE (AO 2012)**
480 MW : 80 éoliennes Haliade 150 de 6 MW (GE Renewable Energy)
Tarif d'achat (20 ans) : 143,60 €/MWh
Investissement : 2 milliards d'euros
Mis en service : septembre 2022
- 2** **ÉOLIENNES OFFSHORE DES HAUTES-FALAISES – FÉCAMP (AO 2012)**
497 MW : 71 éoliennes SWT-7.0-154 (Siemens Gamesa)
Tarif d'achat (20 ans) : 135,20 €/MWh
Investissement : 2 milliards d'euros
Mis en service : juin 2024
- 3** **ÉOLIENNES OFFSHORE DU CALVADOS – COURSEULLES-SUR-MER (AO 2012)**
448 MW : 64 éoliennes de 7 MW SWT-7.0-154 (Siemens Gamesa)
Tarif d'achat (20 ans) : 138,70 €/MWh
Investissement : 1,8 milliard d'euros
Mis en service : courant 2025
- 4** **AILES MARINES – SAINT-BRIEUC (AO 2012)**
496 MW : 62 éoliennes de 8 MW modèle SG 8.0-167 DD (Siemens Gamesa)
Tarif d'achat (20 ans) : 155 €/MWh
Investissement : 2,4 milliards d'euros
Mis en service : mai 2024
- 5** **ÉOLIENNES EN MER ÎLES D'YEU NOIR-MOUTIER – YEU-NOIRMOUTIER (AO 2014)**
496 MW : 62 éoliennes de 8 MW SG 8.0-167 DD (Siemens Gamesa)
Tarif d'achat (20 ans) : 137 €/MWh
Investissement : 2 milliards d'euros
Mis en service : courant 2025
- 6** **ÉOLIENNES EN MER DIEPPE / LE TRÉPORT – TRÉPORT (AO 2014)**
496 MW : 62 éoliennes de 8 MW SG 8.0-167 DD (Siemens Gamesa)
Tarif d'achat (20 ans) : 131 €/MWh
Investissement : 2 milliards d'euros
Mis en service : courant 2026
- 7** **ÉOLIENNES EN MER DE DUNKERQUE – DUNKERQUE (AO 2019)**
600 MW : 46 éoliennes maximum
Complément de rémunération (20 ans) : 44 €/MWh
Investissement : 1,4 milliard d'euros
Mis en service : courant 2027
- 8** **PARC CENTRE MANCHE**
1 GW - Prévu pour 2031
- 9** **PARC CENTRE MANCHE 2**
1,5 GW - Prévu pour 2032
- 10** **PARC SUD ATLANTIQUE 1**
1 GW - Prévu pour 2032
- 11** **PARC SUD ATLANTIQUE 2**
1 GW
- 12** **ÉOLIEN FLOTTANT – PROJET SUD BRETAGNE**
250 MW + 500 MW à venir - Prévu pour 2031
- 13** **ÉOLIEN FLOTTANT – PARC GOLFE DE FOS 1**
250 MW - Prévu pour 2031
- 14** **ÉOLIEN FLOTTANT – PARC GOLFE DE FOS 2**
500 MW
- 15** **ÉOLIEN FLOTTANT – NARBONNAISE**
250 MW - Prévu pour 2031
- 16** **ÉOLIEN FLOTTANT – PORT-LA-NOUVELLE 2**
500 MW

L'ÉOLIEN EN MER FLOTTANT SUR DE BONNS RAILS

Le secteur de l'éolien flottant a longtemps été cantonné au seul démonstrateur de 2 MW du projet d'Ideol Floatgen, raccordé en septembre 2018 sur le site SEM-REV de Centrale Nantes en Pays de la Loire. Le projet a été prolongé jusqu'en 2027, le temps de réaliser des tests sur les ancrages ou le vieillissement du béton. Toutefois, le site va accueillir un second projet de 5 MW mis au point par la start-up brestoise Eolink. Les ancres de l'éolienne, de structure pyramidale, ont été installées mais la connexion au réseau électrique a été repoussée à l'été 2026. Eolink devrait rester sur le site jusqu'en 2032. Le site d'essai Mistral, au large de Fos-sur-Mer, devrait, lui, accueillir une éolienne de 3 MW. Le but du projet, baptisé DeltaFloat et porté par Valeco, est de tester en conditions réelles la technologie de flotteur Hexafloat de Saipem. Trois des quatre fermes pilotes lauréates d'un appel à projets lancé par l'Ademe en

2016 sont en outre en phase de construction. Provence Grand Large (25 MW en Sud Paca) devrait entrer en service fin 2024, golfe du Lion et Gruissan (tous deux 30 MW en Occitanie) en 2025. Le quatrième projet a été abandonné. Ces fermes pilotes font de la France l'un des pays leaders sur cette technologie dans le monde. Elles devraient être suivies de près par des parcs commerciaux car des appels d'offres pour trois parcs d'au moins 250 MW chacun sont attendus en 2025 et 2026, l'un en Bretagne Sud et deux en Occitanie et Paca pour un ensemble de 1 000 MW. En Bretagne Sud, le débat public s'est achevé en décembre 2020 sur la création de deux parcs : l'un de 250 MW minimum, l'autre pouvant aller jusqu'à 500 MW. Leur raccordement sera mutualisé. Pour le parc de 250 MW, qui sera situé à plus de 20 km de la pointe des Poulains de Belle-Île et sera le premier parc éolien flottant commercial d'Europe, le lauréat est le consortium Pen-navel, regroupant notamment les entreprises Elicio et BayWA r.e. La

Observ'ER

Le baromètre 2024
de l'électricité renouvelable
en France

Un appel à projets pour les ports

Afin d'anticiper l'arrivée d'industriels pour les premiers projets, de nombreux ports ont réalisé des aménagements, notamment à Brest (Bretagne) et Port-la-Nouvelle (Occitanie) pour ce qui concerne l'éolien flottant. Pour les aider, un appel à projets a été lancé par le gouvernement en mars 2024 pour les ports ou consortiums de ports souhaitant adapter leurs infrastructures pour accueillir les activités industrielles liées à l'éolien flottant.

mise en service du parc est prévue en 2031. En Méditerranée, à l'issue d'une phase de débat public, deux zones de développement ont été retenues pour le développement de deux parcs de 250 MW chacun, avec une extension possible à 500 MW chacun dans le futur. Le premier parc sera installé à 22 km au large des côtes narbonnaises, près de Port-la-Nouvelle, et le second à une distance équivalente de Fos-sur-Mer. Le 27 décembre 2024, les deux consortiums retenus pour réaliser ces deux parcs ont été annoncés. Pour le projet situé dans la zone dite « Narbonnaise », le lauréat est le groupement composé d'Ocean Winds et Éolien en Mer Participation. Pour le second parc, c'est la société Éoliennes Méditerranée Grand Large, dont EDF Renouvelables et Maple Power sont actionnaires, qui a été retenue. La mise en service du parc est prévue en 2031.

Une procédure de dialogue concurrentiel a été lancée le 18 juillet 2024 pour désigner les entreprises qui effectueront les extensions de ces trois parcs et l'extension, posée ou flottante, du parc éolien posé Sud Atlantique, d'une puissance comprise entre 1 000

et 1 250 MW. La CRE a retenu 12 candidats au total, dont deux uniquement pour le projet Bretagne Sud, un uniquement pour le projet Sud Atlantique et les autres pour les quatre projets d'extension. Les lauréats seront désignés en octobre 2025 pour une mise en service entre 2032 et 2035.

Autre avancée pour la filière : la fondation partenariale Open-C, qui gère désormais les sites d'essais Paimpol-Bréhat, Sainte-Anne-du-Portzic, Semrev, Seeneoh et Mistral, prévoit la création du premier site d'essais de « très grande puissance » (TGP) pour dérisquer le raccordement de ces futurs parcs éoliens commerciaux flottants. Deux à trois éoliennes de puissance allant jusqu'à 20 MW pourraient être testées en même temps. La mise en service devrait avoir lieu entre 2025 et 2027.

L'HYDROLIEN : ENFIN L'ESPOIR D'APPELS D'OFFRES

L'hydrolien exploite l'énergie cinétique des courants et peut être installé en mer, dans une rivière ou un fleuve. La France dispose des courants marins parmi les plus forts au monde. La ressource est estimée entre 3 et 5 GW de puissance installée, principalement dans le raz Blanchard et le raz de Barfleur, en Normandie, ainsi que dans le passage du Fromveur, la chaussée de Sein et les Héaux de Bréhat, en Bretagne. Trois démonstrateurs préindustriels différents d'hydroliennes marines ont été immergés, à Ouessant, dans le Fromveur (octobre 2018, Sabella D10, 1 MW), à Étel (février 2019, hydrolienne Guinard Énergies, 20 kW) et à Paimpol-Bréhat (avril 2019, démonstrateur OceanQuest d'Hydroquest sur le site d'essais opéré par EDF, 1 MW). Toutes ces machines, conçues et réalisées en France, ont été connectées au réseau électrique.

Mais 2024 a marqué un coup dur pour la filière avec la liquidation judiciaire en janvier de Sabella, l'une des principales sociétés du secteur, l'absence de nouveaux appels d'offres sur le segment ayant empêché le déploiement industriel des turbines. Les 19 salariés et 81 de ses brevets ont été repris par la société Entech, elle aussi basée à Quimper. Le rachat ne comprend pas la turbine D10 qui alimente actuellement l'île d'Ouessant en électricité, qui a été reprise en octobre par le groupe britannique Inyanga Marine Energy. La société Morbihan Hydro Énergies, cofondée par Sabella avec la société d'économie mixte Morbihan Énergies, a également été placée en redressement judiciaire, mais elle a pu bénéficier d'une poursuite d'activité. Elle porte un projet expérimental d'immersion pendant trois ans de deux hydroliennes D08 de 250 kW dans le golfe du Morbihan, dans le courant de la Jument (dans le cadre du programme européen Tiger). En janvier 2023, le préfet du Morbihan avait donné son feu vert mais un collectif d'association a lancé une procédure auprès du Conseil d'État contre l'autorisation préfectorale.

Le démonstrateur Oceanquest d'Hydroquest (1 MW) construit par CMN (Constructions Mécaniques de Normandie), a, quant à lui, été sorti des eaux du site d'essais de Paimpol-Bréhat en octobre 2021. Les tests ont permis à Hydroquest de concevoir une nouvelle génération d'hydroliennes qui devrait équiper le projet de Flowatt. Cette ferme pilote de 7 machines de 2,5 MW, la plus puissante au monde, est développée avec Qair, producteur indépendant d'énergie exclusivement renouvelable, au raz Blanchard. Par ailleurs, la ministre de la Transition énergétique a annoncé en juillet 2024 le soutien du gouvernement au projet à hauteur de 65 millions d'euros

EN RÉSUMÉ



Quelles évolutions récentes pour la filière ?

- **Trois parcs éoliens en mer en activité**
Avec les deux parcs supplémentaires mis en service en 2024, la France possède une capacité totale de 1 473 MW. Le pays est à la cinquième place des 11 pays de l'Union européenne ayant développé la filière en mer.
- **L'éolien flottant progresse** Les trois fermes pilotes sélectionnées en 2016 sont entrées en phase de construction. Elles devraient être suivies de près par des parcs commerciaux car des appels d'offres pour trois parcs d'au moins 250 MW chacun sont attendus en 2025 et 2026, l'un en Bretagne Sud et deux en Occitanie et Paca pour un ensemble de 1 000 MW.
- **9 301 équivalents temps plein en 2023** (+ 11 % par rapport à 2022) pour un chiffre d'affaires de 3 500 millions d'euros (+ 44 %).

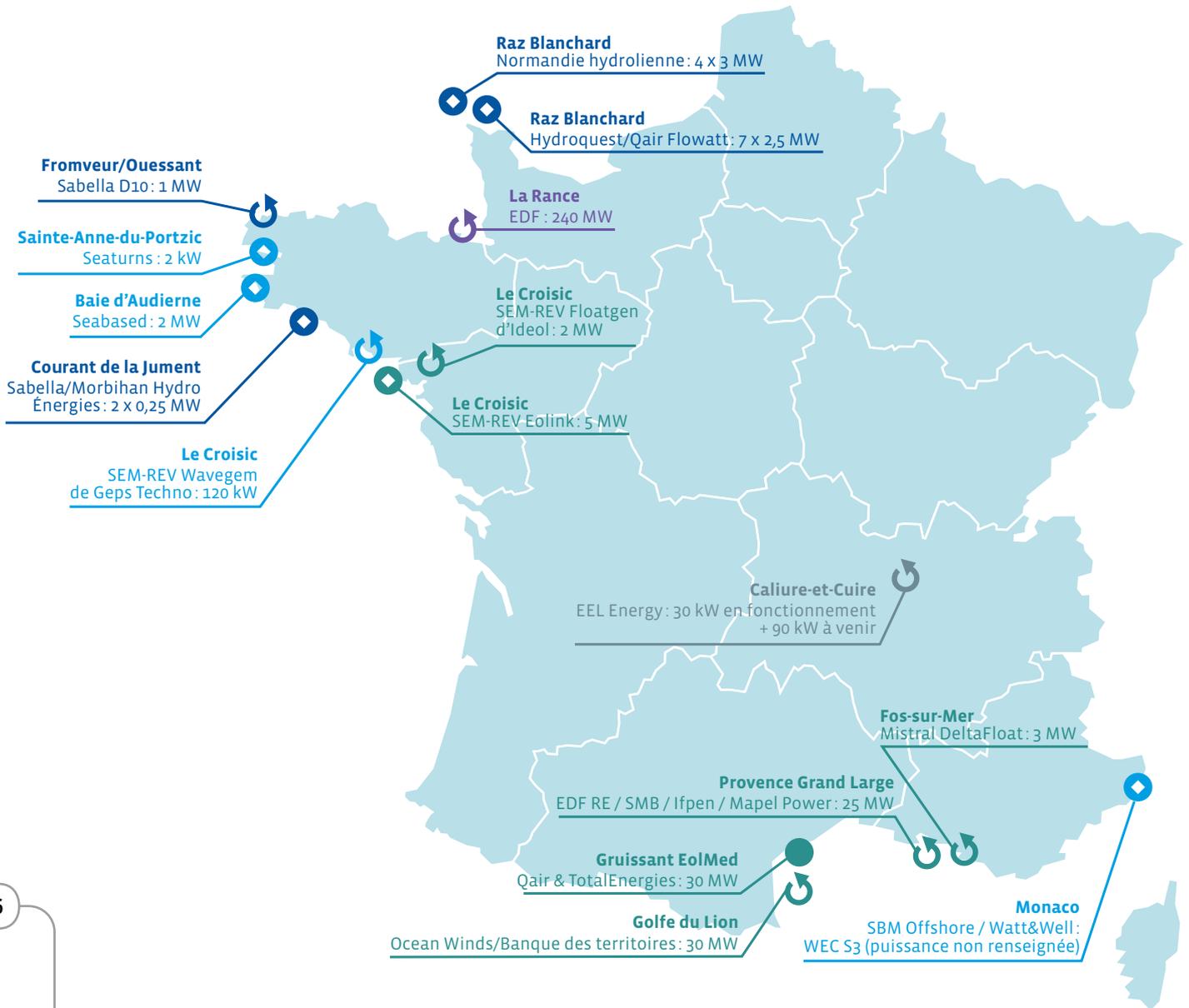
minimum. Flowatt bénéficiera en complément d'un tarif d'achat préférentiel de l'électricité produite. Le projet a également été retenu parmi 20 lauréats dans le cadre du programme européen « EU Blue Champions », qui récompense des entreprises européennes innovantes dans le secteur de l'économie bleue. Les travaux devraient commencer début 2025 pour une mise en service fin 2027 et une exploitation sur vingt ans.

ÉNERGIES MARINES

Carte n° 2

Cartographie des sites démonstrateurs énergies marines renouvelables en métropole

Source : Observ'ER, 2024.



96

- Énergie marémotrice
- Énergie des courants en mer
- Énergie des vagues
- Éolien offshore flottant
- Énergie des courants fluviaux

- En service
- Projet de prototype / démonstrateur / centrale pilote
- Projet de plateforme nationale technologique et ses sites d'essais
- En développement

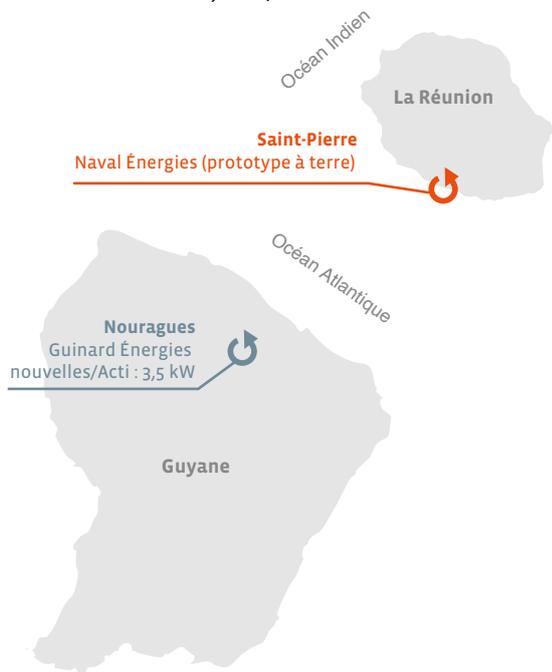
Observ'ER

Le baromètre 2024
de l'électricité renouvelable
en France

Carte n° 3

Cartographie des sites énergies marines renouvelables dans les Outre-Mer

Source : Observ'ER, 2024.



Enfin des appels d'offres hydrolien en mer ?

Le projet de programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE3) publié début novembre 2024 a mis un peu de baume au cœur à la filière. Il mentionne en effet l'éventualité d'un appel d'offres hydrolien de 250 MW lancé au Raz Blanchard avec un objectif d'attribution d'ici à 2030. La valeur cible du prix de l'énergie est de 120 €/MWh. « La temporalité sera précisée en fonction des études réseaux lancées par RTE pour le raccordement de ces projets », explique le texte. Un ou plusieurs appels d'offres complémentaires de 250 MW ou 500 MW pourraient également être lancés d'ici 2035 dans le Raz Blanchard et/ou le Fromveur.

L'autre projet hydrolien (4 hydroliennes AR3000 de Proteus Marine Renewable de 3 MW), développé par Normandie Hydroliennes dans le raz Blanchard, a de son côté obtenu toutes les autorisations nécessaires. La mise en service est prévue fin 2026. Selon une étude, commanditée par l'Ademe lors de l'instruction du projet Flowatt dans le Raz-Blanchard, à partir de 500 MW installés, les coûts de la filière pourraient passer sous la barre des 100 €/MWh. La France possède aussi un potentiel pour l'éolien fluvial, situé principalement en Bretagne, dans les Pays de la Loire, en Nouvelle-Aquitaine et sur le Rhône. Dynamique il y a quelques années, notamment grâce à HydroQuest, le secteur est actuellement plus atone. La société française EEL Energy, créée en 2011 et localisée à Boulogne-sur-Mer, qui développe des hydroliennes biomimétiques à membrane,

a cependant débuté en mai 2022 des essais dans la rade de Brest pour un système flottant de 30-50 kW. Ces essais, qui ont duré neuf mois, ayant été concluant, EEL Energy teste actuellement une hydrolienne de 30 kW dans le Rhône, au niveau de Caluire-et-Cuire. Trois autres essais sont attendus au même endroit pour une production annuelle de 400 MWh. Enfin, des hydroliennes fluviales sont régulièrement testées sur le site d'essais Seeneoh de Bordeaux.

L'ÉNERGIE HOULOMOTRICE ENTRE DEUX EAUX

Les techniques houlomotrices exploitent l'énergie des vagues et de la houle. Le potentiel est moins précisément évalué que pour l'hydrolien, mais la côte Atlantique française fait partie des premiers marchés visés par les développeurs

ÉNERGIES MARINES

européens. Si plusieurs projets ont été stoppés, la filière teste de nouvelles technologies prometteuses en espérant arriver à développer des projets à l'échelle 1. Ainsi, la start-up girondine Hydro Air Concept Energy (Hace), installée à Martillac, a testé pendant trois mois en 2023 un démonstrateur au large du Croisic qui a permis de valider le principe de fonctionnement général. Hace vise désormais la construction d'une machine de taille standard d'1 MW. Elle a lancé une nouvelle levée de fonds en 2023 d'environ 20 millions d'euros afin de passer à la phase industrielle et de construire une usine.

Après plus de deux ans d'essais sur le site du SEM-REV de l'école Centrale de Nantes, la plateforme houlomotrice Wavegem (120 kW houlomoteur) conçue par l'entreprise ligérienne Geps techno a été déconnectée. Après plusieurs mois de production à quai, elle est retournée en mai dernier sur le site SEM-REV avec à son bord le système de production d'hydrogène en mer à partir d'électricité renouvelable du nantais Lhyfe. Geps Techno s'est en parallèle associée avec le groupe Legendre et l'Ifremer pour élaborer un système innovant de digues utilisant les vagues pour produire de l'énergie, baptisé Dikwe. En 2022, un prototype à l'échelle un quart a été installé sur la station d'essais de Sainte-Anne-du-Portzic, située en bordure du goulet de Brest, au pied de l'institut Ifremer. Les essais ont permis de collecter des données. La technologie est lauréate des Trophées innovation océan 2024 mais attend toujours l'opportunité de développer un projet à taille réelle de 1 MW.

La station de Sainte-Anne-du-Portzic accueille un démonstrateur à l'échelle un quart (2 kW) de la start-up bordelaise Seaturns qui doit permettre de valider la performance et la fiabilité d'un prototype en environnement marin et opérationnel. L'expérimentation va

durer jusqu'à début 2025. La société teste en parallèle une ferme dans le bassin de houle et de génie océanique du LHEEA Centrale Nantes, le Laboratoire de recherche en hydrodynamique, énergétique et environnement atmosphérique à l'école Centrale de Nantes pour valider à échelle 1/15 la configuration multifatteurs. Ses futurs développements seront facilités par sa levée de fonds auprès de Team for the Planet fin décembre 2023 de 800 000 euros. Toujours en Bretagne, la société irlandaise Seabased a annoncé en 2021 envisager d'installer une ferme houlomotrice de 10 MW en baie d'Audierne, avec une première phase de 2 MW (20 machines de 100 kW). Elle aurait également des projets en Martinique. SBM Offshore développe pour sa part, en partenariat technique avec Watt&Well, un système sous forme de tube souple ondulant ancré en mer (WEC S3). En octobre 2021, un arrêté ministériel a autorisé la mise à l'eau pour une période d'essai de douze mois dans les eaux de Monaco, devant l'héliport.

Les collectivités se mobilisent également. La région Nouvelle-Aquitaine et la communauté d'agglomération Pays Basque ont lancé en 2019 une étude de faisabilité pour l'accueil d'une ferme houlomotrice sur l'estuaire de l'Adour (1,25 million d'euros financés à 75 % par le Feder) qui a montré un potentiel de production pouvant atteindre au maximum 500 GWh/an, soit l'équivalent de 30 % des besoins annuels en électricité du territoire de l'agglomération. Elle a permis de dérisquer plusieurs zones pour le développement de projets de fermes commerciales, dans les Pyrénées-Atlantiques et dans les Landes, grâce à la concertation avec les acteurs locaux, notamment les pêcheurs. Les deux collectivités cherchent aujourd'hui à développer des fermes pilotes sur les zones identifiées.

Observ'ER

Le baromètre 2024
de l'électricité renouvelable
en France

ÉNERGIES MARINES

OSMOTIQUE : SWEETCH ENERGY SUR TOUS LES FRONTS

Autre technologie, le marémoteur, qui utilise l'énergie des marées. La France a été pionnière en la matière en réalisant dès 1966 l'un des seuls ouvrages de ce type au monde : le barrage de la Rance, de 240 MW (500 GWh/an en moyenne), qui fournit en électricité l'équivalent de la consommation de la ville de Rennes. Mais cette opération est restée orpheline et le développement de cette technologie n'est pas envisagé actuellement, notamment au regard des enjeux environnementaux importants présentés sur de nouveaux sites.

Concernant l'énergie thermique des mers, le gisement potentiel est principalement localisé dans les départements d'outre-mer où les gradients de températures entre les eaux de surface chaudes et les eaux froides profondes sont importants (20 °C au moins). L'acteur principal sur ce secteur était Naval Énergies (filiale de Naval Group), dont le prototype de 15 kW (PAT ETM) est testé à terre sur l'île de La Réunion depuis 2012. Mais en février 2021, Naval Group a annoncé chercher à céder sa branche énergies. L'offre de

reprise faite par Saipem n'a concerné cependant que l'éolien flottant.

L'énergie osmotique, enfin, exploite la différence de salinité entre des eaux marines et des eaux douces. En la matière, les estuaires représentent des sites idéaux. En France, la start-up rennaise Sweetch Energy a développé une nouvelle génération de membranes nanométriques prometteuse, qui permet d'accélérer le courant ionique (technologie Inod). Les membranes sont fabriquées avec des matériaux biosourcés et disponibles en France, selon l'entreprise. Fondée en 2016, celle-ci a signé un partenariat technologique avec la Compagnie nationale du Rhône (CNR) pour installer une centrale pilote de plusieurs dizaines de kW sur le site de l'écluse de Barcarin, à Port-Saint-Louis-du-Rhône. Ce partenariat industriel est complété par un partenariat financier, la CNR investissant 1,5 million d'euros pour accompagner le développement de la start-up. Les deux entreprises ont créé en juin 2023 une coentreprise pour assurer le déploiement de la technologie.

Un partenariat avec EDF Hydro, division hydraulique du groupe EDF, a également été établi pour

Tableau n° 1

Activité économique de la filière énergies marines française en 2023

Source : rapport 2024 de l'Observatoire des énergies de la mer.

	Structures de formation et de R&D	Développeurs et exploitants	Entreprises prestataires ou fournisseurs de la chaîne de valeur	Institutionnels	Total
Emplois en ETP ¹	361 (+ 3 % ²)	1 054 (+ 18 %)	6 789 (+ 9 %)	96 (+ 10 %)	8 301 (+ 11 %)
Chiffres d'affaires en k€	n.d.	n.d.	3 500 000 (+ 90 %)	26 620 ³ (+ 7 %)	3 500 000 (+ 82 %)
Investissements en k€	3 500 (- 45 %)	3 300 000 (+ 16 %)	237 350 (- 22 %)	235 290 (+ 219 %)	3 800 000 (+ 17 %)

1. Emplois équivalents temps plein. 2. % d'évolution sur un an. 3. Le chiffre d'affaires des ports fluctue en fonction de leur implication dans les projets en cours de construction.

Observ'ER

Le baromètre 2024 de l'électricité renouvelable en France

le déploiement d'installations osmotiques en France métropolitaine et en Outre-Mer. Par ailleurs, l'entreprise dit avoir un projet à l'étude à l'embouchure de la Vilaine dans le Morbihan, avec un potentiel de plusieurs mégawatts. Une usine de fabrication de générateurs osmotiques est enfin prévue pour 2025 sur le Pôle d'excellence industrielle de la Janais, au sud de Rennes, en collaboration avec Rennes Métropole et la région Bretagne.

3,5 MILLIARDS D'EUROS DE CHIFFRE D'AFFAIRES

En 2022, l'État et la filière de l'éolien en mer en France se sont engagés en faveur du développement de l'éolien en mer et de son industrie par la signature d'un Pacte éolien en mer. Celui-ci engage l'État à l'attribution d'environ 2 GW/an dès 2025 pour atteindre 18 GW en service en 2035 et 40 GW en 2050. La filière s'engage de son côté à quadrupler le nombre d'emplois liés à l'éolien en mer d'ici 2035 pour atteindre au moins 20 000 emplois (directs et indirects) sur le territoire, à investir plus de 40 milliards d'euros au cours des quinze prochaines années, à atteindre un contenu local à hauteur de 50 % sur les projets d'ici à 2035 et à mettre en œuvre des projets exemplaires en matière d'intégration à l'environnement, humain comme naturel, dans lesquels ils s'insèrent. Selon le projet de PPE3, la capacité éolien en mer installée en 2030 devrait être de 3,6 GW, et les projets issus des appels d'offres, en cours ou déjà attribués, permettront d'atteindre dans les années suivantes une puissance totale d'environ 10,5 GW. En respect du Pacte éolien, elle prévoit d'attribuer de l'ordre de 8 à 10 GW supplémentaires d'ici fin 2026 (AO10), dans des localisations identifiées à l'issue du débat public. Un ou plusieurs nouveaux appels d'offres d'une taille équivalente

EN RÉSUMÉ



Quelles perspectives pour la filière ?

- **De nouveaux objectifs PPE : 3,6 GW de capacité à fin 2030 puis 18 GW à fin 2035. Le premier objectif sera atteint grâce aux chantiers en développement, en revanche le second va demander la réussite d'un AO 10 compris entre 8 et 10 GW.**
- **L'espoir d'appels d'offres pour l'hydrolien** Le texte de la PPE3 mentionne la possibilité d'un appel d'offres hydrolien de 250 MW lancé au raz Blanchard avec un objectif d'attribution d'ici à 2030. Un ou plusieurs appels d'offres complémentaires de 250 MW ou 500 MW pourraient également être lancés d'ici 2035 dans le raz Blanchard et/ou le Fromveur.

pourront être lancés d'ici à 2030, de façon à atteindre au moins 26 GW en service en 2040. Côté industrie, la dynamique est forte avec quatre usines majeures et un tiers des capacités de production pour l'éolien en mer en Europe (nacelles, pales, sous-stations) situé en France. La filière atteint 8 301 emplois directs en 2023, soit 11 % de plus qu'en 2022, et explose son chiffre d'affaires qui augmente de 82 %, à 3,5 milliards d'euros (41 % au niveau national et 59 % à l'international). Un chiffre qui témoigne, selon l'Observatoire des énergies de la mer, « de la captation de marchés relatifs à la construction des parcs nationaux et de la compétitivité des entreprises françaises à l'export ». ●



3 QUESTIONS

de l'Observatoire
des énergies renouvelables



à **Maëlie Benistand-Hector**,
responsable filières
éolien en mer et
énergies marines
renouvelables au
Syndicat des énergies
renouvelables (SER)

1 Comment se porte la filière de l'éolien en mer en France?

L'éolien flottant est en plein développement. Récemment, les deux consortiums retenus dans le cadre de l'appel d'offres 6 (AO6) pour réaliser les deux premiers parcs commerciaux en Méditerranée de 250 MW chacun ont été annoncés. On constate que les tarifs sont très compétitifs. Il ne faut pas oublier pour autant l'éolien posé, plus mature, qui présente un fort potentiel, en Manche notamment. Le futur appel d'offres AO10 comportera ainsi les deux technologies. À horizon 2035, on devrait avoir deux tiers d'éolien posé et un tiers d'éolien flottant, puis le ratio entre les deux technologies devrait s'inverser pour atteindre en 2050 60 % d'éolien flottant. La priorité est désormais la PPE3 et le respect des 18 GW d'éolien en mer prévus en 2035 pour avoir une continuité industrielle et assurer un avenir au secteur. Il ne faut pas de rupture. Il faut que les appels d'offres éolien flottant soient publiés à un rythme pertinent pour assurer une montée en puissance progressive de la filière.

2 Le projet de PPE3 évoque pour la première fois des appels d'offres pour l'hydrolien. Est-ce que la filière est sur de bons rails malgré la disparition de l'acteur historique Sabella?

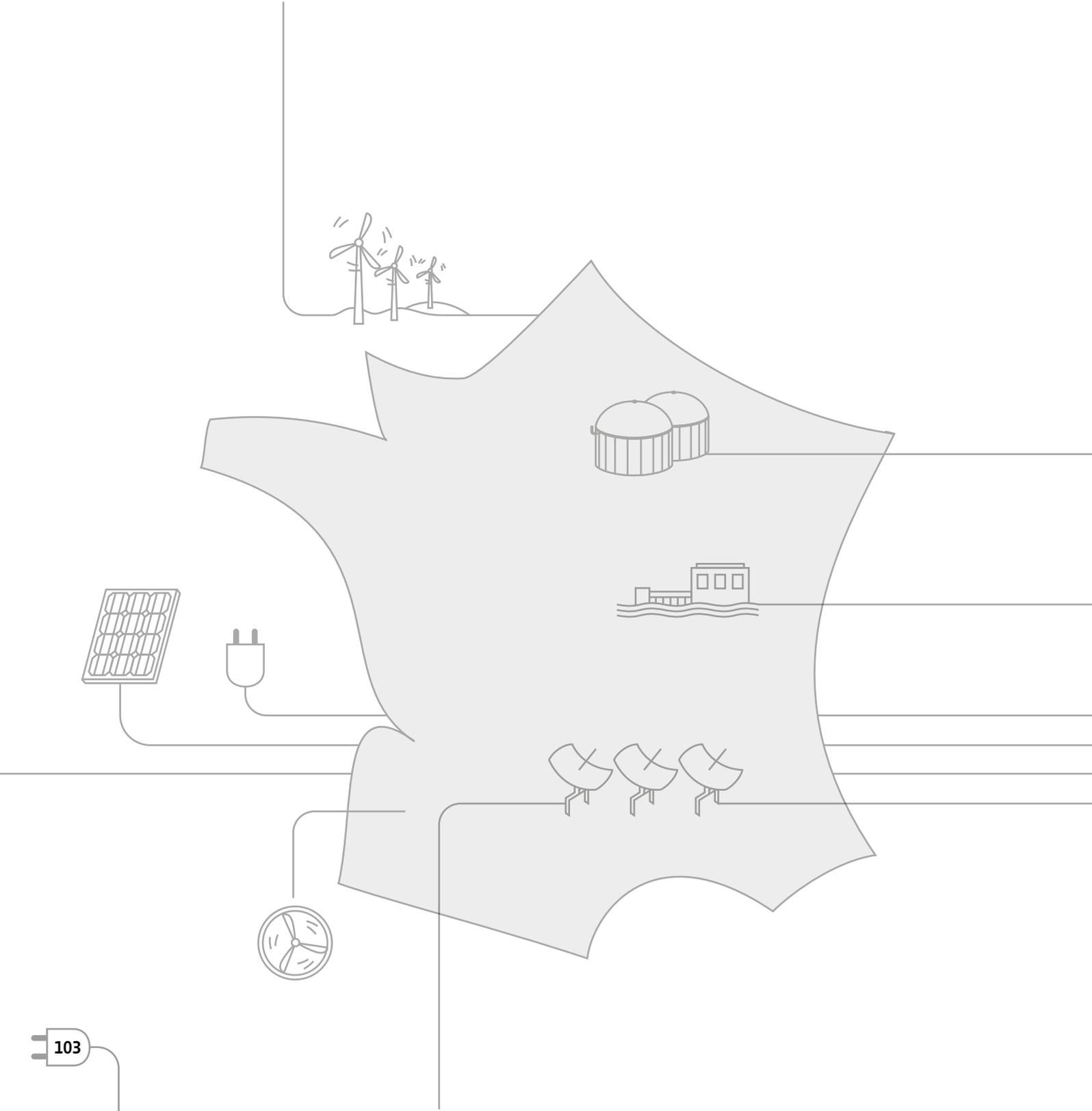
Nous nous réjouissons que la PPE3 en cours d'élaboration propose des appels d'offres pour le développement commercial de l'hydrolien. Mais le calendrier n'est pas suffisamment ambitieux. Il y a deux projets pilotes en cours de développement dans le raz Blanchard avec des mises en service prévues à courte échéance, donc il faut lancer ces appels d'offres au plus tôt. Le projet de PPE3 prévoit un premier appel d'offres de 250 MW au raz Blanchard avec un objectif d'attribution en 2030 et une valeur cible de 120 €/MWh, puis un ou plusieurs appels d'offres de 250 MW ou 500 MW lancés d'ici à 2035 dans le raz Blanchard et/ou le Fromveur. Nous souhaitons que l'échéance pour le premier appel d'offres soit avancée à 2027 et la valeur cible haussée à 150 €/MWh avec un plafonnement à 180 €/MWh. Concernant le raccordement, RTE considère que c'est possible au raz Blanchard. Ils se sont positionnés publiquement sur le sujet en décembre lors des Assises des EMR, montrant ainsi leur intérêt pour la filière. Pour ce qui est de la liquidation de Sabella, c'est bien sûr un regret. Un gros travail d'acquisition de données avait été effectué à Ouessant avec l'implantation du démonstrateur D10. Les activités de Sabella ont fort heureusement trouvé un repreneur, ce qui limite

ÉNERGIES MARINES

la perte de connaissances et confirme l'attractivité du secteur pour un certain nombre d'acteurs susceptibles de se positionner sur de futurs appels d'offres.

3 Est-ce que les autres filières EMR sont dynamiques en France?

Concernant le houlomoteur, nous comptons une dizaine d'adhérents avec des technologies variées, certaines « near-shore », d'autres « offshore », et des niveaux d'avancement différents. La Bretagne et la Nouvelle-Aquitaine sont notamment très en soutien de ces technologies innovantes. Il y a aussi des projets dans les ZNI, en Polynésie française par exemple. Mais il s'agit pour cette filière d'un développement sur un temps long. Le soutien à la R&D et au déploiement de démonstrateurs et projets pilotes est cependant nécessaire dès maintenant pour permettre une maturation des technologies, comme ce fut le cas pour l'éolien en mer il y a quelques années. La Commission européenne finance à ce titre, à travers ses programmes européens de soutien à l'innovation, plusieurs projets pilotes houlomoteurs. Concernant l'énergie osmotique, une centrale expérimentale est en cours de développement sur l'écluse de Barcarin, dans le delta du Rhône. ●



SYNTHÈSE

Observ'ER
Le baromètre 2024
de l'électricité renouvelable
en France



3 QUESTIONS

de l'Observatoire des énergies renouvelables



à **Charles-Antoine Gautier**,
directeur général
de la FNCCR

1 Quel bilan faites-vous de l'année 2024 pour les énergies renouvelables électriques ?

L'année 2024 marque des progrès significatifs dans le développement des EnR électriques, dans une dynamique à poursuivre et accélérer dans les prochaines années. Plusieurs faits sont notables comme l'accélération du développement et des mises en service pour l'éolien offshore ou le développement des centrales photovoltaïques, qui a dépassé plus d'un million d'installations en fonctionnement. 2024 a également été marquée par le développement des nouvelles formes de consommation d'énergie avec l'accélération des projets d'autoconsommation individuelle ou collective. Au-delà des aspects techniques, il sera nécessaire dans les prochaines années d'être attentifs à certains verrous réglementaires qui freinent le développement des EnR électriques et le développement de nouveaux modèles de financement. On retiendra également les annonces de baisses de dotations de l'État vers les collectivités,

cela n'est pas un bon signal. Les collectivités sont au cœur de la planification énergétique locale ; moins de ressources pourrait les contraindre à revoir leurs objectifs à la baisse, ralentissant ainsi la décarbonation des territoires. Elles jouent un rôle clé dans le financement et la mise en œuvre de projets d'énergies renouvelables. La transition énergétique nécessitant des investissements massifs, si les collectivités manquent de moyens, les projets en cours seront ralentis ou annulés. Plus généralement, réduire les dotations au moment de la publication de la prochaine programmation pluriannuelle de l'énergie est un très mauvais signal envoyé à l'ensemble des acteurs de la filière des énergies renouvelables.

2 L'acceptabilité des projets EnR est l'un des points sensibles pour l'éolien ou le photovoltaïque au sol. Comment la FNCCR accompagne-t-elle les collectivités sur cette question ?

L'acceptabilité des énergies renouvelables est un levier essentiel pour réussir la transition énergétique. La FNCCR travaille depuis de nombreuses années pour renforcer les capacités d'action des collectivités, de leurs groupements et de leurs entreprises publiques locales, qui sont les seuls acteurs garants de l'intérêt général localement. L'objectif est de faciliter le développement de projets plus participatifs afin de partager les choix d'implantation ou de technologies, le financement et les revenus générés, et de garantir que les emplois et contrats bénéficieront à l'économie locale. Il nous paraît nécessaire d'adapter les projets au contexte local, en tenant compte des caractéristiques culturelles, paysagères et sociales

des territoires, et d'illustrer leurs contributions au développement local. C'est d'ailleurs dans ce sens qu'ont été créées les zones d'accélération de la production d'énergies renouvelables (zaer). Ces zones doivent présenter un potentiel de développement de la production d'énergies renouvelables et de récupération. Cependant, si l'enjeu est louable, cette planification a été exigée par l'État dans un laps de temps trop court pour que les collectivités puissent s'emparer sérieusement de cette question. La FNCCR préconise de réaliser des schémas directeurs énergie à l'échelle des concessions des Aode afin d'assurer une cohérence dans la définition des Zaer. L'approche concertée de l'ensemble des réseaux d'énergie (électricité, chaleur et gaz), via les outils de planification et la programmation des investissements dans les concessions, les régies et les DSP, est essentielle pour le développement équilibré des ressources du territoire en adéquation avec l'évolution des usages.

innovants développés par nos adhérents. La FNCCR allie expertise, plaidoyer et soutien opérationnel pour aider les territoires à devenir des acteurs clés de la transition énergétique. ●

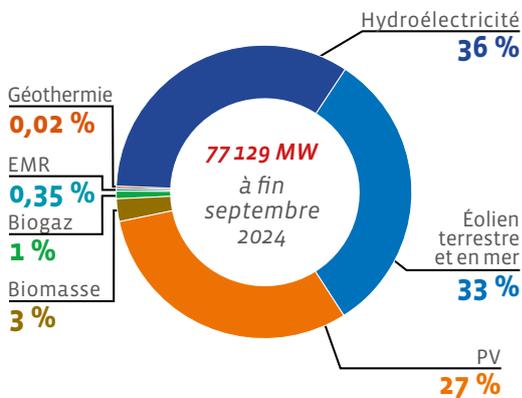
3 L'autoconsommation collective prend de plus en plus d'ampleur. Est-ce également un domaine d'accompagnement pour la FNCCR ?

La FNCCR joue un rôle central dans le développement des nouvelles formes de commercialisation de l'énergie. La fédération accompagne les collectivités dans l'appréhension des nouvelles dynamiques de développement de projets liées à l'énergie telles que l'autoconsommation collective ou individuelle, le contrat d'achat d'énergie renouvelable. Elle propose des formations et des outils pour renforcer les compétences des collectivités et promeut le partage des retours d'expériences sur des projets

TABLEAU DE BORD DE LA PRODUCTION ÉLECTRIQUE RENOUVELABLE EN FRANCE

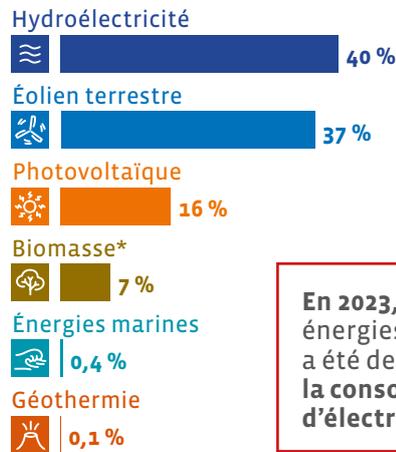
PARC ÉLECTRIQUE RENOUVELABLE

AU 30 SEPTEMBRE 2024



PRODUCTION ÉLECTRIQUE RENOUVELABLE

PAR SECTEUR EN 2023

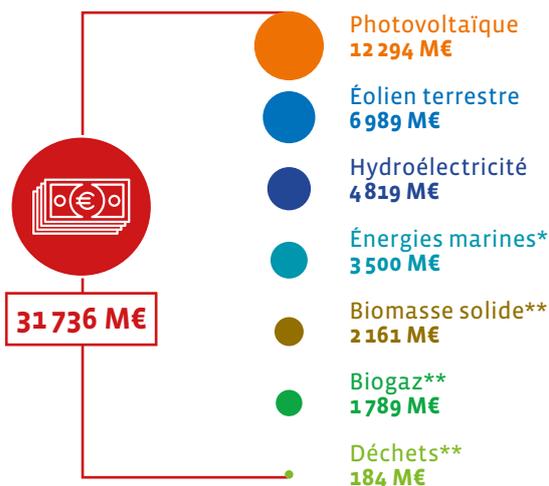


139 534 GWh

En 2023, la part des énergies renouvelables a été de **29,9 %** dans la consommation d'électricité du pays.

* Comprenant biomasse solide, biogaz et déchets urbains renouvelables

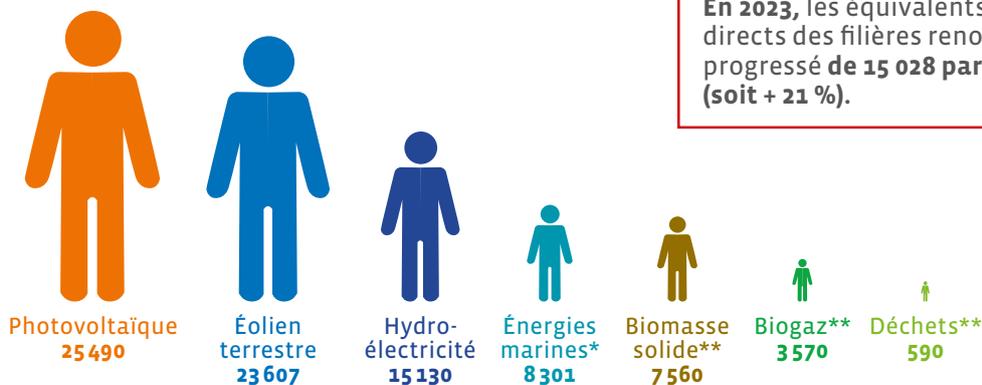
CHIFFRES D'AFFAIRES EN MILLIONS D'EUROS PAR FILIÈRE EN 2023



En 2023, le chiffre d'affaires global des filières renouvelables en France a progressé de **2,5 milliards d'euros** par rapport à 2022 (soit + 12 %).

En 2023, les retombées fiscales régionales issues des filières éolien et photovoltaïque sont estimées à **350 millions d'euros**.

CHIFFRES D'EMPLOIS PAR FILIÈRE EN 2023



En 2023, les équivalents temps plein directs des filières renouvelables ont progressé de **15 028** par rapport à 2022 (soit + 21 %).

* Éolien en mer inclus. ** Chiffres pour toutes valorisations confondues (électricité et chaleur).

Observ'ER

Le baromètre 2024 de l'électricité renouvelable en France

SYNTHÈSE

LE MIX ÉLECTRIQUE FRANÇAIS EN 2023

En 2023, la production nette d'électricité en France s'est élevée à 505 TWh, soit une augmentation de 11 % par rapport à l'année précédente. Cette hausse s'explique surtout par le rebond de la production nucléaire après l'arrêt de nombreux réacteurs en 2022 dû à des problèmes de corrosion sous contrainte. Par ailleurs, la nette hausse de la production renouvelable est venue renforcer ce mouvement. En effet, la production hydraulique augmente de 18,6 % (y compris

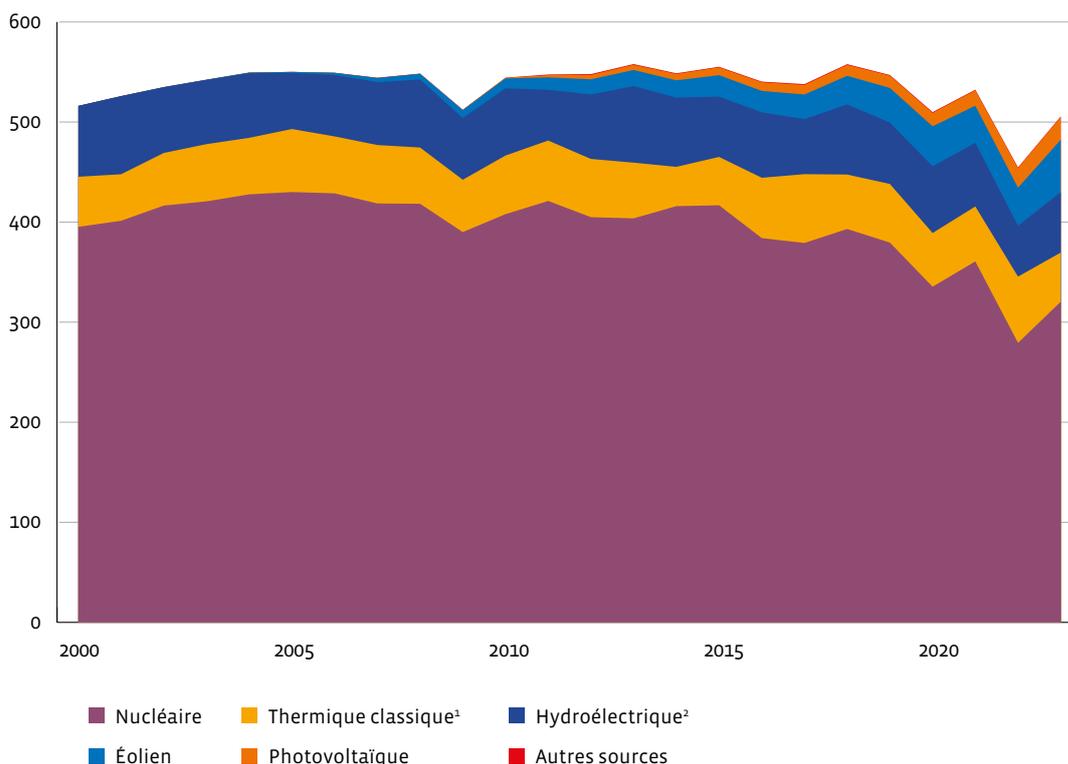
pour les stations de pompage) après une année 2022 marquée par une forte sécheresse. La production éolienne augmente de 38 % par rapport à son niveau 2022 en raison de l'augmentation du parc installé et de conditions de vent favorables. La production photovoltaïque progresse, quant à elle, de 16 % en raison de la croissance du parc. Dans ce contexte, les centrales thermiques ont été beaucoup moins sollicitées en 2023 pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité (- 26 %, à 49 TWh).



Graphique n° 1

Évolution de la production nette d'électricité en France en TWh

Source : SDES, « Bilan énergétique de la France ».



1. Thermique à combustibles fossiles (charbon, fioul, gaz fossile), biomasse ou déchets.

2. Y compris énergie marémotrice.

Champ : jusqu'à l'année 2010 incluse, le périmètre géographique est la France métropolitaine. À partir de 2011, il inclut en outre les cinq Drom.

Observ'ER

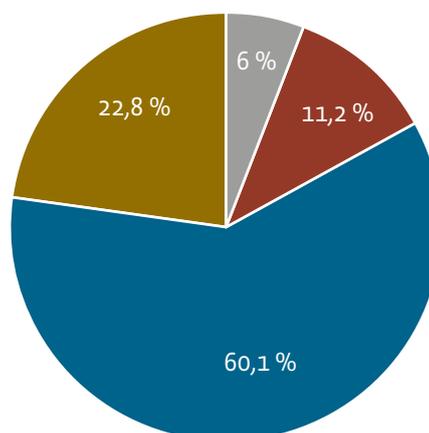
Le baromètre 2024
de l'électricité renouvelable
en France

L'ajustement de l'offre à la demande d'électricité est pour l'essentiel assuré par la filière thermique classique, dont les moyens de production peuvent être démarrés ou stoppés très rapidement selon les besoins. En 2023, la production de la filière d'électricité thermique diminue de 26 %, à 49 TWh. Son bouquet est dominé par le gaz naturel. La production d'électricité à partir de charbon et de produits pétroliers est en déclin régulier depuis plusieurs décennies. Celle à partir d'énergies renouvelables (notamment de biomasse, de biogaz et de déchets renouvelables) tend en revanche à progresser ces dernières années.

Graphique n° 2

Décomposition de la production 2023 d'électricité des filières thermiques par source

Source : SDES, « Bilan énergétique de la France ».



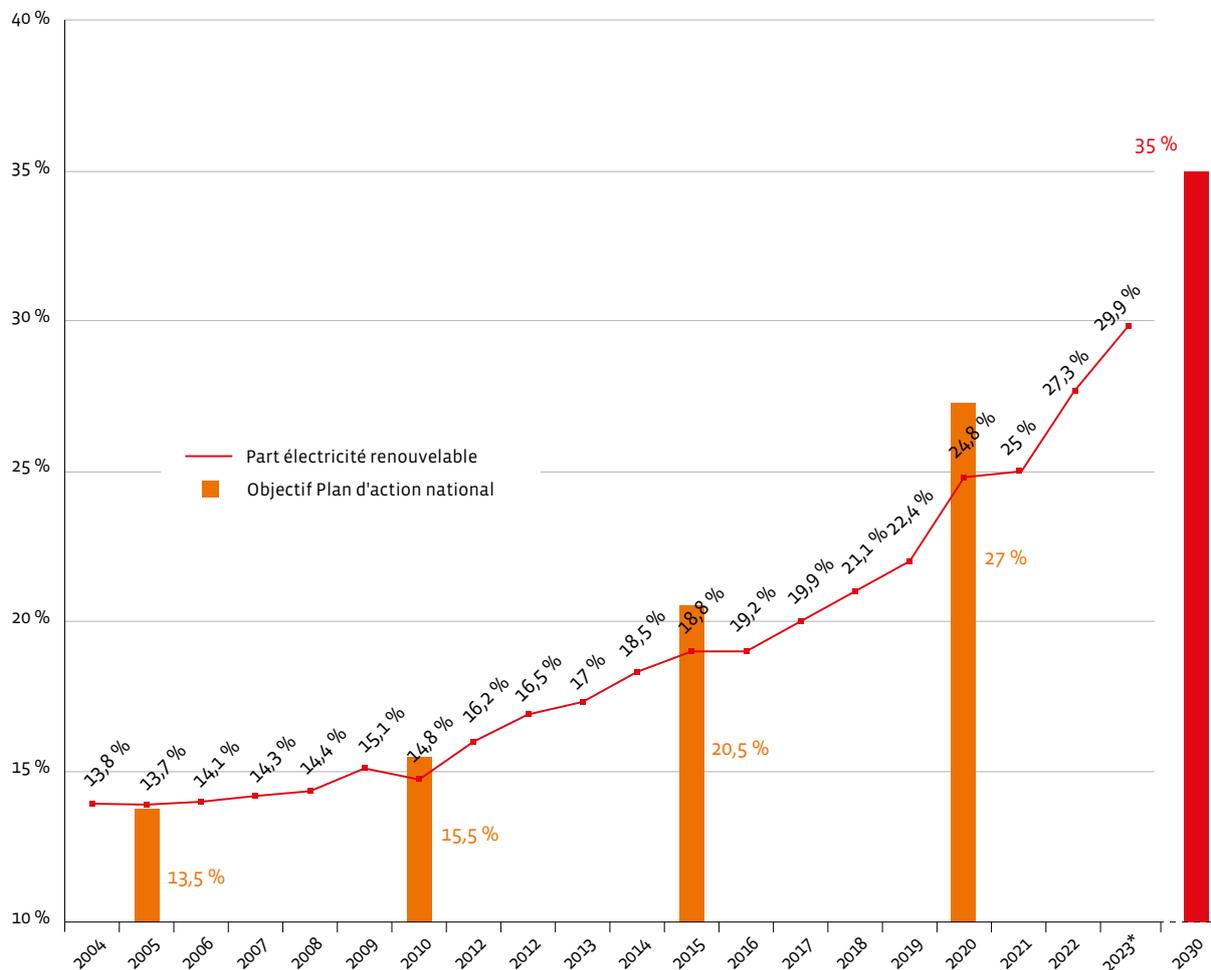
- Charbon (y compris gaz des hauts fourneaux)
- Produits pétroliers
- Gaz naturel
- Biomasse solide, biogaz et déchets

Champ : France entière (y compris Drom).

Graphique n° 3

Évolution de la part renouvelable électrique dans la consommation française

Source : SDES, 2024. * Chiffre provisoire.



Pour 2023, les chiffres font état d'une part de 29,9 % d'électricité renouvelable dans la consommation annuelle du pays. 2021 avait été une mauvaise année en termes de production d'électricité renouvelable pour les filières hydroélectrique et éolien. Si 2022 s'est une nouvelle fois avérée être un mauvais millésime pour l'hydraulique, les résultats de productibles éoliens ont été meilleurs et ceux

du photovoltaïque ont été significativement en croissance (+ 31%). En 2023, la progression des filières renouvelables consolide sa bonne dynamique dans le but d'atteindre 35 % en 2030. Il est toutefois à noter que l'objectif précédent de la France à cet échéance était de 40 %. Le texte de la nouvelle PPE a revu à la baisse cet objectif qui est désormais davantage atteignable. ●

Observ'ER

Le baromètre 2024 de l'électricité renouvelable en France

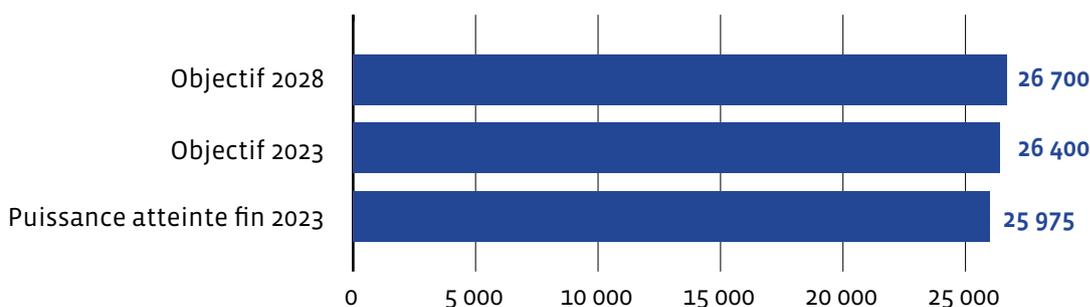
QUEL BILAN DE LA PPE 2023-2028 ?

2024 aura vu le passage de témoin d'une programmation à une autre. La programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) de 2018 et qui portait sur des objectifs à 2023 et 2028 va s'effacer pour laisser place à un nouveau texte qui prendra pleinement effet début 2025. Avant de tourner la page, faisons un point sur les objectifs qui étaient visés et sur leur degré d'achèvement.

HYDROÉLECTRICITÉ

Pour l'hydroélectricité, l'objectif de la précédente PPE, comme celui de la nouvelle programmation, était de préserver et moderniser les capacités de production nationales. En termes de mégawatts en activité, l'objectif 2023 a été quasiment

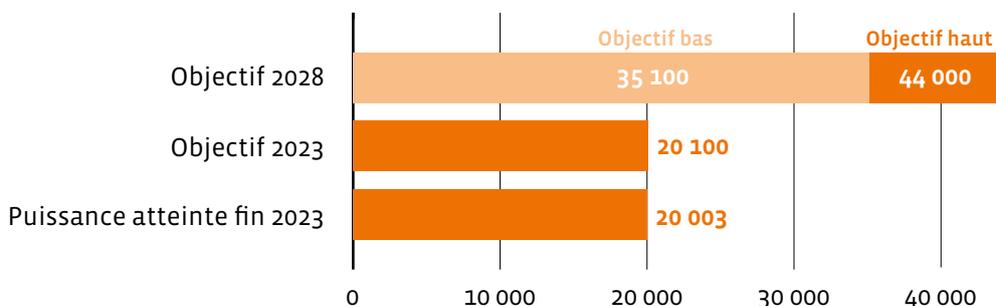
atteint. L'enjeu pour le secteur reste toujours de chercher à développer sa capacité à partir d'un potentiel bien réel et de trouver de plus justes mécanismes financiers qui viendraient rémunérer le rôle d'équilibre du réseau que joue la filière.



PHOTOVOLTAÏQUE

Le pari était loin d'être gagné mais la filière photovoltaïque française est parvenue à rattraper son retard pour finalement rejoindre la trajectoire de la PPE à fin 2023. À moins d'une centaine de MW, l'objectif est atteint et le secteur ne cesse de renforcer son rythme de croissance à la faveur de ses deux grosses locomotives que sont le

développement des grands parcs au sol et l'avènement de l'autoconsommation qui a totalement relancé le segment des applications pour particuliers. Avec plus de 4 GW supplémentaires en 2024, la filière devra désormais conserver cette cadence et même la renforcer au tournant de 2030.

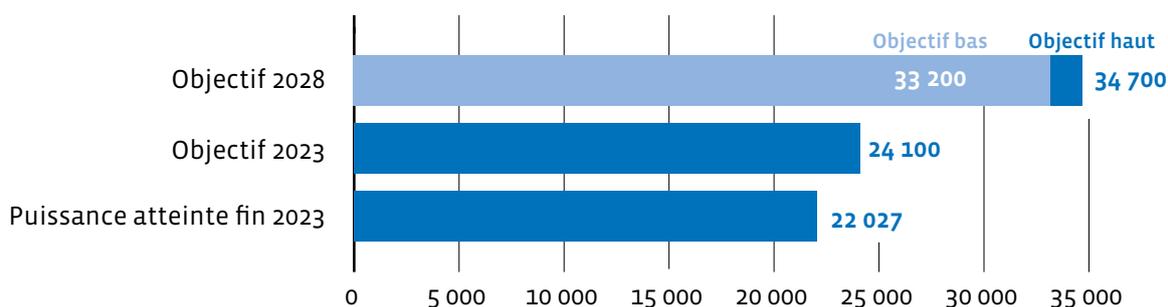


SYNTHÈSE

L'ÉOLIEN TERRESTRE

Définitivement bloquée à un rythme moyen de croissance de 1,4 GW par an, la filière éolien terrestre n'a jamais réussi être pleinement dans la trajectoire de son objectif 2023. Le secteur rate de plus de 2 GW la marque, une situation que semble avoir malheureusement entérinée la nouvelle PPE qui n'ambitionne

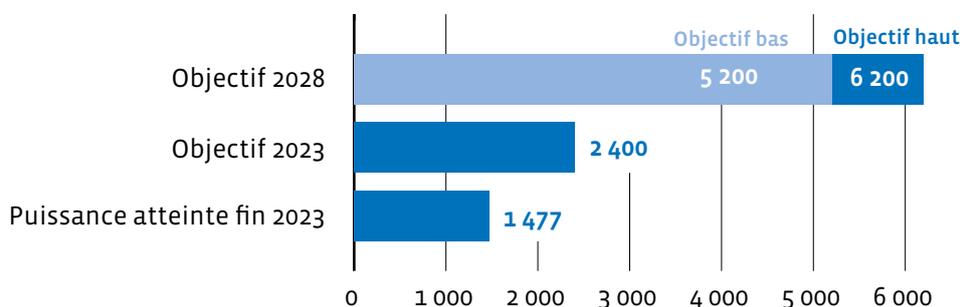
pas un relèvement de la progression de la filière. Confronté à de nombreuses oppositions sur ses nouveaux projets, l'éolien terrestre est pourtant l'un des piliers de la transition énergétique nationale. L'enjeu est de parvenir à briser ce plafond de verre pour ne serait-ce qu'atteindre 2 GW chaque année.



L'ÉOLIEN EN MER

Avec un premier parc éolien en mer raccordé plus de dix ans après le lancement de son appel d'offres, l'éclosion de la filière française a été trop lente pour pouvoir respecter le point de passage à fin 2023 (1 477 W opérationnels contre 2 400 espérés). Les retards cumulés étant tellement importants, les objectifs à 2028 n'auraient

pas non plus été atteints. La prochaine PPE repart sur une trajectoire qui est bien en phase avec l'ensemble des projets en cours de réalisation, mais le défi sera de respecter les calendriers des futurs appels d'offres et qu'ensuite chaque chantier tienne ses délais.



111

Observ'ER

Le baromètre 2024
de l'électricité renouvelable
en France

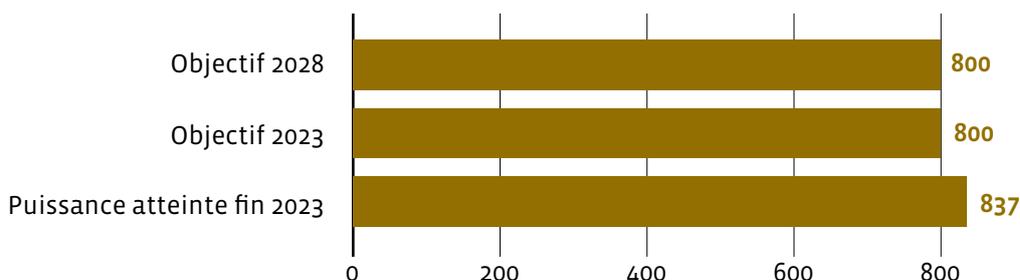


SYNTHÈSE

BIOMASSE SOLIDE

Les objectifs de production d'électricité à partir de biomasse solide avaient été sous-dimensionnés dans la précédente PPE. Avec 837 MW à fin 2023, la valeur cible pour 2028 (qui était la même que celle de 2023) a été atteinte. En termes de produc-

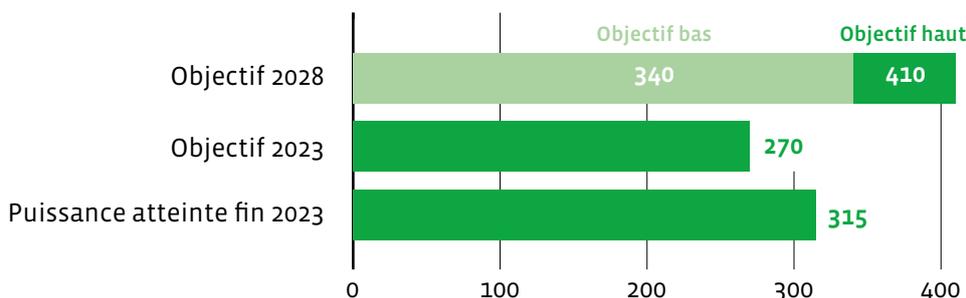
tion d'électricité, la filière biomasse représente un enjeu mineur et, dans la nouvelle programmation, le secteur a été essentiellement tourné vers une valorisation thermique puisqu'aucun nouvel objectif n'a été assigné au secteur.



MÉTHANISATION

À l'instar de la situation dans la biomasse solide, les objectifs de production d'électricité à partir de méthanisation biogaz n'étaient pas très ambitieux. À fin 2023, la capacité opérationnelle française avait presque atteint

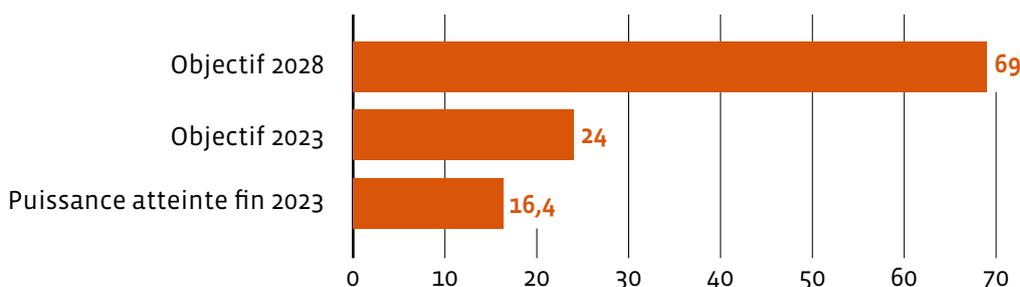
l'objectif bas de 2028. Dans la nouvelle programmation, il n'y a plus d'objectif pour la filière en matière de capacité électrique. Le secteur se tourne davantage vers l'injection de biométhane dans le réseau de gaz.



GÉOTHERMIE

La puissance géothermique électrogène française n'a pratiquement pas bougé depuis dix ans. L'extension du site de Bouillante est sans cesse repoussée et les projets situés en métropole sur la base de la technologie

de Soultz-sous-Forêts ont pris beaucoup de retard. À l'heure où l'énergie géothermique profite d'un plan national de relance, c'est surtout sur ses valorisations thermiques que l'État attend le secteur.



LA NOUVELLE PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE

Lundi 4 novembre 2024, le gouvernement a mis en consultation le texte de la nouvelle programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), qui décline les priorités énergétiques du pays pour les dix prochaines années. En matière de production d'électricité à partir de technologies renouvelables, quatre filières se voient fixer des objectifs à 2030 puis à 2035.

OBJECTIFS EN TERMES DE CAPACITÉS RACCORDÉES EN GW

	Capacité installée au 30/09/24	Objectif 2030 bas	Objectif 2030 haut	Objectif 2035 bas	Objectif 2035 haut
Hydroélectricité	26	26,3	26,3	28,5	28,5
Solaire PV	25	54	60	75	100
Éolien terrestre	22	33	35	40	45
Éolien en mer	2	3,6	3,6	18	18

OBJECTIFS EN TERMES DE PRODUCTION D'ÉNERGIE EN TWh

	Production 2023	2030	2035
Hydroélectricité	55,8	54,0	54,0
Solaire PV	22,2	65,0	93,0
Éolien terrestre	51	64,0	80,0
Éolien en mer		14,0	70,0

Dans la nouvelle programmation, la géothermie, la méthanisation et la biomasse solide n'ont plus d'objectifs propres à la production d'électricité.

DES OBJECTIFS REVUS À LA BAISSÉ POUR L'ÉOLIEN TERRESTRE

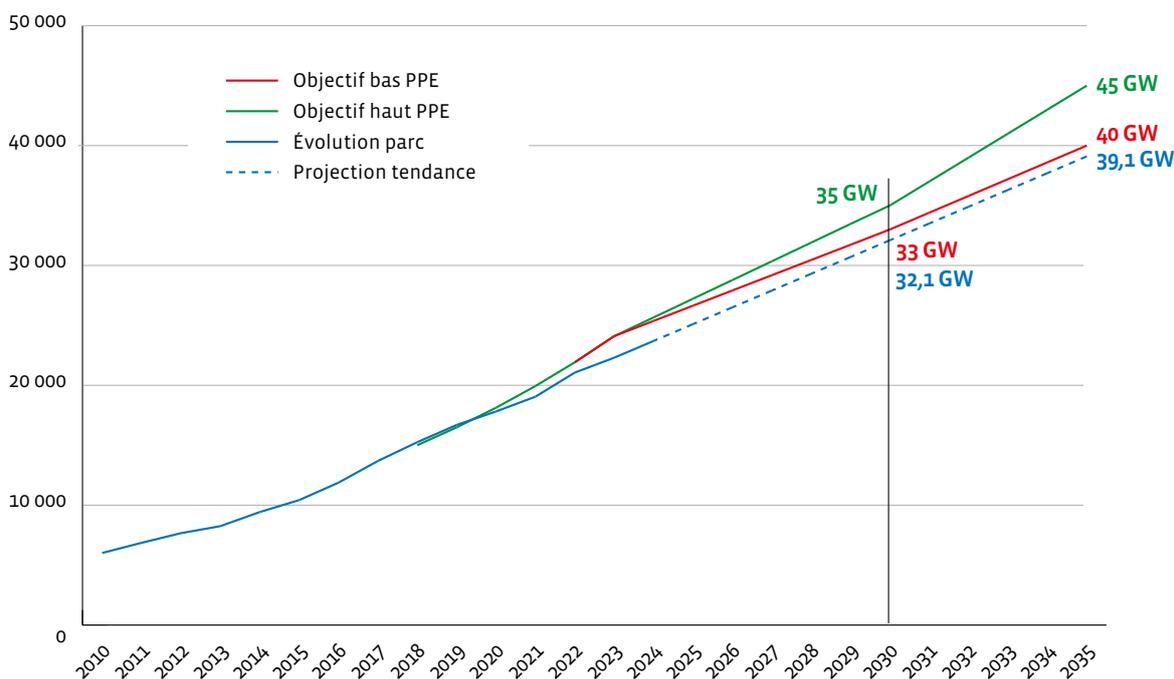
Dans la nouvelle PPE, les objectifs assignés à l'éolien terrestre enregistrent un certain recul par rapport à ceux du précédent texte de programmation. En effet, la filière visait un parc total raccordé compris entre 33,2 et 34,7 GW à fin 2028 alors que désormais les ambitions sont de parvenir à une capacité nationale de 33 à 35 GW pour fin 2030 puis de 40 à 45 GW à fin 2035. Les objectifs ont été décalés de deux ans, ce qui est plus en phase avec le rythme de développement moyen du secteur. Par ailleurs, le texte de la programmation met en avant l'enjeu

de maintenir une haute qualité environnementale autour du développement des nouveaux sites avec comme principaux axes la réduction des impacts des machines sur l'avifaune et sur les populations situées à proximité (notamment sur la question des nuisances lumineuses).

Projeté à 2035, la capacité totale de l'éolien terrestre devrait atteindre 39,1 GW, soit un chiffre légèrement inférieur à l'objectif bas de la PPE. La tendance s'est faite sur un rythme moyen de 1,4 GW de puissance supplémentaire par an, ce qui est la moyenne observée depuis dix ans sur le secteur en France.

PROJECTION DE LA PROGRESSION DE LA FILIÈRE ÉOLIENNE TERRESTRE ET OBJECTIFS DE LA PPE À 2030 ET 2035

Source : Observ'ER.



DES APPELS À PROJETS POUR SÉCURISER LA FILIÈRE DE L'ÉOLIEN EN MER

La France possède à fin 2024 une capacité éolienne en mer de 1 477 GW à travers trois sites (Saint-Nazaire, Saint-Brieuc et Fécamp). L'enjeu est désormais de parvenir à un rythme soutenu pour à terme atteindre une capacité totale d'au moins 45 GW en 2050. Pour cela, plusieurs parcs sont en cours de réalisation (voir fiche sur les énergies marines), ce qui devrait porter

la puissance de la filière à 3,6 GW fin 2028 et respecter ainsi l'objectif pour 2030.. Pour sécuriser la trajectoire à 2035, la programmation énergétique prévoit d'attribuer de l'ordre de 8 à 10 GW à travers de nouveaux appels d'offres d'ici à fin 2026 dans des localités identifiées lors du débat public qui s'est tenu du 20 novembre 2023 au 29 avril 2024. L'enjeu sera de respecter la régularité de ces procédures pour éviter des trous d'air au secteur, comme cela a été le cas par le passé.

CALENDRIER DES APPELS D'OFFRES ÉOLIEN EN MER (POSÉ ET FLOTTANT)

Intitulé de l'appel d'offres	Date prévisionnelle d'attribution	Puissance	Localisation
A07	Début 2025	1,2 GW	Sud-Atlantique
A08	Début 2025	1,5 GW	Centre-Manche
A09	Fin 2025	2,7 GW	Sud-Bretagne (0,5 GW) Méditerranée (2X0,5 GW) Sud-Atlantique (1,2 GW)
A010	Fin 2026	Au moins 8 GW	Multifaçades
A011	2030-2031	Selon A010*	Multifaçades

LE PHOTOVOLTAÏQUE : UNE FILIÈRE PROGRAMMÉE POUR ALLER LOIN

La tendance n'est pas nouvelle mais elle se confirme dans la nouvelle PPE : le photovoltaïque est programmé pour être la filière qui va le plus se développer en termes de puissance dans les dix ans à venir. Alors que la précédente programmation attendait la filière solaire entre 35,1 et 44 GW fin 2028, les ambitions ont été nettement rehaussées puisque désormais le parc solaire français est attendu entre 54 et

60 GW à fin 2030. Là aussi, c'est un rythme qui est en phase avec ce qu'expérimente le secteur en France depuis deux ans, mais l'immense enjeu sera de tenir la cadence pendant une décennie. Pour 2035, on ne baisse pas la cadence puisque l'objectif bas est de 75 GW et le plus élevé de 100 GW. Ce dernier se base sur une capacité supplémentaire de 8 GW chaque année entre 2031 et 2035, une sacrée gageure car comme pour l'ensemble des autres technologies, le développement

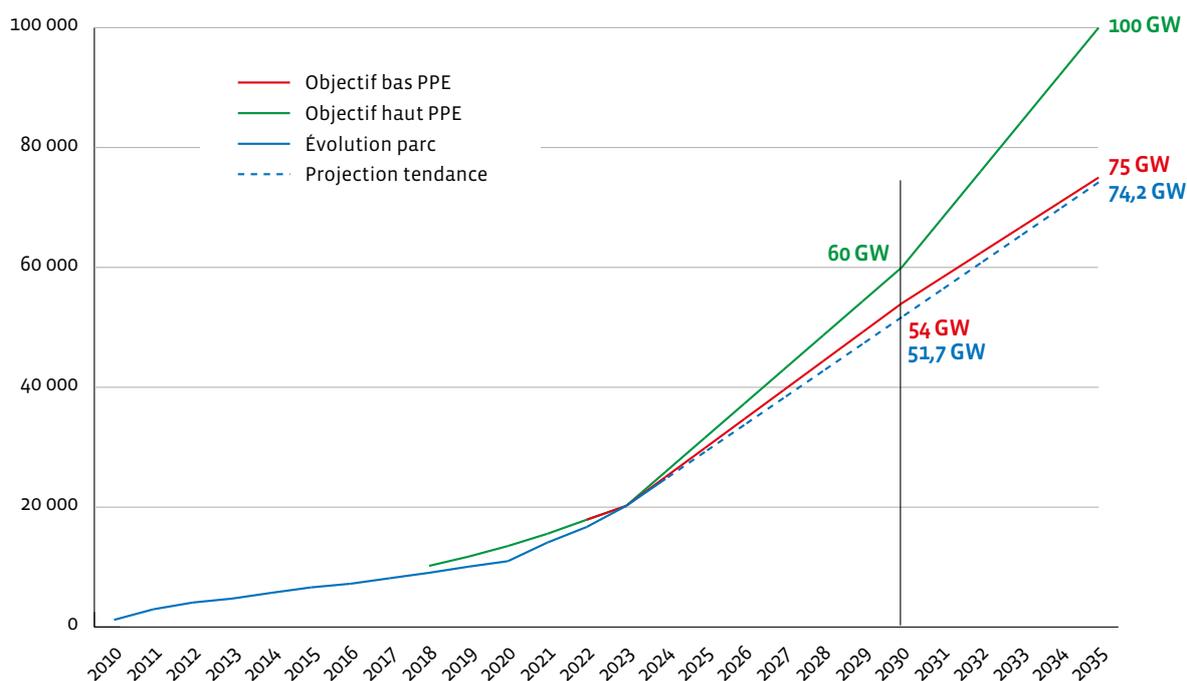
SYNTHÈSE

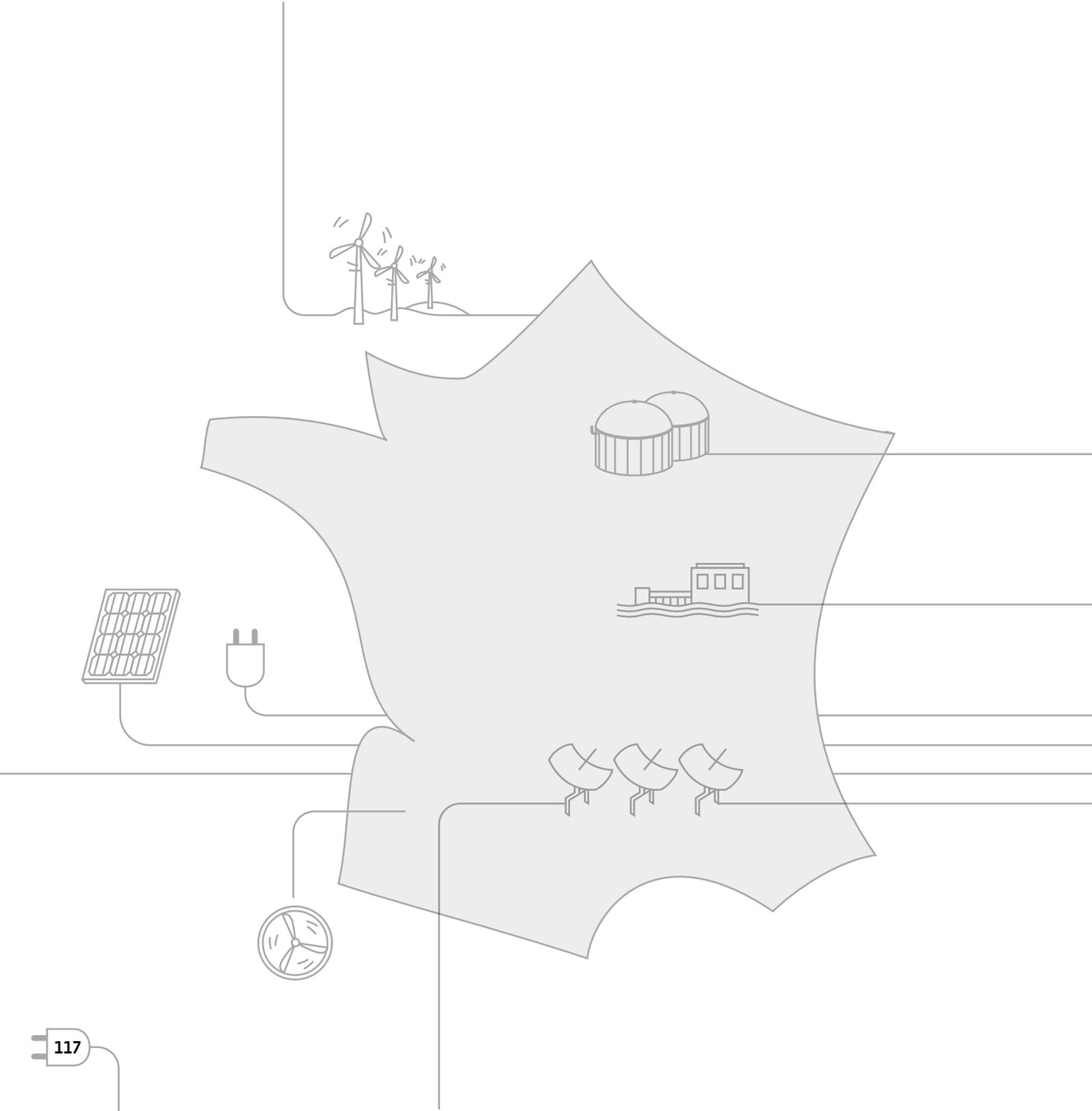
du photovoltaïque devra se faire dans des conditions qui devront limiter les impacts sur la biodiversité et sur les populations, en composant avec une forte pression

foncière. Le tout en relevant le défi d'une industrialisation de la filière avec l'implantation de gigafactories en France. ●

PROJECTION DE LA PROGRESSION DE LA FILIÈRE PHOTOVOLTAÏQUE ET OBJECTIFS DE LA PPE À 2030 ET 2035

Source : Observ'ER, 2024.





LE DOSSIER DU BAROMÈTRE

Observ'ER

Le baromètre 2024
de l'électricité renouvelable
en France

Démontage des rotors sur le parc de Port-la-Nouvelle (Aude).



Engie Green

Plus de vingt ans après les débuts de la filière en France, les premiers sites éoliens arrivent en fin de vie et la question de leur remplacement prend de l'ampleur au sein du secteur. Si potentiellement les gains énergétiques et économiques de cette démarche sont très importants, la dynamique du remplacement des anciennes machines se heurte aujourd'hui à un cadre réglementaire flou et à de lourdes démarches administratives.

118

LE REPOWERING ÉOLIEN, UN GÉANT EN SOMMEIL

Observ'ER

Le baromètre 2024
de l'électricité renouvelable
en France

LE REPOWERING ÉOLIEN

Signe de la maturité technologique et économique d'un secteur, l'éolien français, et plus largement européen ou mondial, est désormais à l'heure du « repowering ». Ce terme désigne un remplacement intégral d'unités de production électrique par de nouvelles plus performantes. D'autres approches peuvent exister comme le « revamping », qui consiste à ne changer qu'une partie des machines, mais elles sont beaucoup plus rares. Aujourd'hui, le repowering s'applique essentiellement à la filière éolienne, même si quelques opérations peuvent se faire également dans sur de grandes centrales photovoltaïques. Le potentiel du repowering éolien est conséquent, même si les estimations

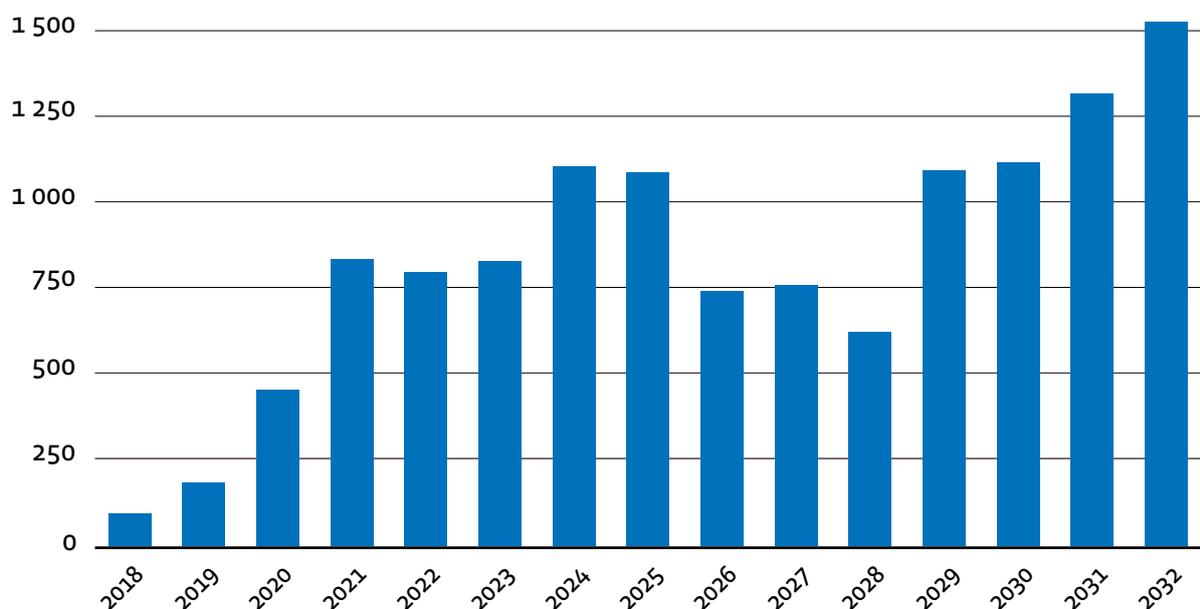
diffèrent selon que l'on prend comme référence la fin des contrats d'achat ou la fin de vie supposée des éoliennes, environ 25 ans. Une vue des puissances éoliennes sortant chaque année de l'obligation d'achat peut donner un aperçu de la potentielle montée en puissance du phénomène (voir graphique n° 1). Depuis 2020, de nombreux parcs éoliens sont arrivés à la fin de leur contrat d'obligation d'achat de l'électricité produite et ont commencé à réfléchir aux opportunités d'un remplacement des machines. RTE évalue entre 600 et 1 500 MW la puissance sortant chaque année des contrats d'obligation d'achat sur la période 2020-2032.



Graphique n° 1

Puissance éolienne sortant de l'obligation d'achat d'ici 2032 (en MW)

Source : RTE.



119

Observ'ER

Le baromètre 2024
de l'électricité renouvelable
en France

Quand faut-il renouveler ?

Généralement, la question commence à se poser autour de la 15^e ou 17^e année d'exploitation du parc. La réflexion suit une démarche pragmatique. Si un exploitant commence à avoir de la casse de pièces importantes ou que les frais de maintenance sont de plus en plus lourds, penser au remplacement des machines va se faire naturellement. Cependant, en deçà d'un certain gain de production, il y a de fortes chances que le repowering n'ait pas lieu, sauf si les éoliennes sont complètement inutilisables et qu'il trouve des machines de même gabarit. Un autre critère qui va guider les développeurs, c'est l'horizon du contrat initial de vente de l'énergie du parc. L'ensemble des sites français des années 2000 et 2010 ont été réalisés autour de contrats d'obligation d'achat d'une durée de vingt ans. L'approche de l'échéance va ouvrir la question de la valorisation du parc au prix du marché de l'électricité, ou bien de la négociation avec des acheteurs dans le cadre de contrats de gré à gré (PPA) à des tarifs qui tiennent eux aussi compte des prix de marché. Dans les deux cas, le repowering offre l'avantage de pouvoir repartir avec des modèles plus performants et un productible plus important. Avec les variations des prix de gros de l'électricité depuis 2021, il y a eu une tendance à conserver au maximum les parcs existants qui sortaient des contrats d'achat. Reste que toutes ces questions se posent à l'aune du critère numéro un : le renouvellement sera-t-il autorisé par l'administration et, si oui, dans quelles conditions ?

Pour avoir une idée plus précise de ce qui se passe sur le terrain, les chiffres de l'« Atlas éolien » réalisé par Observ'ER peuvent être utiles. Dans l'édition 2024, l'atlas a notamment suivi les opérations de repowering. Entre 2021 (date de la première opération recensée) et fin mars 2024 (date de la réalisation de l'atlas), 42 parcs (pour une puissance de 281,2 MW) ont été démantelés et remplacés par 38 nouveaux sites (certains ayant fusionné) développant 442,9 MW (voir tableau n° 1). Le repowering ne représente donc pas encore un mouvement massif en France et les opérations sont longues à se concrétiser. Souvent, il s'écoule de quatre et six ans entre le moment où la décision du remplacement a été prise et la mise en service du nouveau site.

PROFITER DE L'ÉVOLUTION TECHNOLOGIQUE DES MACHINES

Le premier vecteur qui porte le remplacement des anciennes machines est celui de l'évolution technologique des éoliennes. Les premières machines éoliennes installées en France avaient souvent une puissance unitaire de l'ordre du mégawatt pour une hauteur moyenne de 90 mètres. Au milieu des années 2000, le best-seller était le modèle V90 de Vestas qui développait 2 MW pour une hauteur de 125 mètres. Aujourd'hui, les machines terrestres proposent jusqu'à 6 MW pour une hauteur totale de l'ordre 250 mètres. Ces nouveaux équipements permettant des productions énergétiques bien supérieures, la logique serait donc de faire évoluer les machines initiales en fonction de différents critères (voir

DÉTAIL DES OPÉRATIONS DE REPOWERING PAR RÉGION

Région	Nombre de sites démantelés avant repowering	Puissances démantelées avant repowering (MW)	Nombre de sites issus de repowering	Puissance totale de repowering (MW)
Auvergne-Rhône-Alpes	2	22,6	1	39,95
Bretagne	11	85,8	9	140,4
Centre-Val de Loire	3	35,5	5	59,6
COM	3	12,3	3	13,8
Corse	1	12,0	1	11,7
DOM	9	34,2	5	51,1
Grand Est	2	7,3	3	15,4
Hauts-de-France	3	19,5	4	40,2
Occitanie	8	52,0	7	70,8
Total France	42	281,2	38	442,9

Source : Observ'ER.

encadré) pour chercher à prolonger l'exploitation des gisements éoliens nationaux. De plus, les difficultés grandissantes d'acceptabilité des nouveaux projets dans certains territoires sur la base de l'argument de la saturation de l'espace disponible sont un autre axe fort qui milite pour le repowering. Sur le papier, le remplacement des éoliennes a donc de nombreux avantages : l'opération se fait sur des sites où les gisements sont parfaitement connus et souvent très bons (les meilleurs sites ayant été équipés en premier sur le territoire), où les enjeux de biodiversité sont bien identifiés et où l'acceptabilité des riverains est, a priori, acquise.

UN FLOU RÉGLEMENTAIRE QUI GÊNE LES PROFESSIONNELS

Une fois que le choix de renouveler les éoliennes d'un parc est validé, le développeur ouvre l'épineux dossier des démarches nécessaires. En dépit du fait que les opérations de repowering interviennent sur des sites qui ont déjà bénéficié d'une démarche complète d'autorisation, les exploitants sont souvent contraints de redéposer un dossier de demande d'autorisation environnementale, au même titre que s'il s'agissait d'un nouveau parc. Le cadre actuel du repowering repose sur une instruction

gouvernementale de dix pages, signée le 11 juillet 2018 par Nicolas Hulot, alors ministre de la Transition écologique et solidaire. « Elle est dépourvue de toute portée réglementaire mais les services de l'État s'en servent comme repère », constate Antoine Guiheux, associé chez Volta Avocats et membre du conseil d'administration de France Renouvelables. « Elle est une aide au raisonnement, mais ne dit pas le droit », confirme François Villerez, directeur général adjoint de la Dreal (direction régionale de l'environnement, de l'aménagement et du logement) de l'Occitanie. Cette circulaire distingue deux catégories de projets, selon que les modifications apportées par le nouveau parc sont jugées « notables » (débouchant alors sur un simple « porter à connaissance » auprès du préfet) ou « substantielles ». Dans ce dernier cas, l'exploitant doit repartir à zéro et demander une nouvelle autorisation environnementale, une démarche qui peut devenir compliquée car, vingt ans après la mise en service initiale, les règles et normes ont évolué. La distance minimale des habitations est ainsi passée à 500 mètres en 2010 et des espèces protégées, absentes du site au départ, ont pu s'y installer. Sans compter le frein principal qui reste la superposition des contraintes aéronautiques et des radars militaires ou civils, qui corsettent durement le territoire vis-à-vis de l'installation de nouvelles éoliennes. Il y a donc un enjeu important à rester dans le cadre d'une modification « non substantielle » et, en la matière, c'est la différence de hauteur entre les nouvelles éoliennes et les précédentes qui va arbitrer. Si cet écart est inférieur à 10 %, la modification est considérée comme « notable, non substantielle » (en l'absence de sensibilité particulière par ailleurs, précise l'instruction). S'il est supérieur à 50 %, il relève d'une

modification « substantielle ». Mais s'il se situe entre 10 et 50 %, l'appréciation de l'administration se fait au cas par cas. Or, les décisions diffèrent selon les Dreal chargées d'instruire les projets. Certaines favorisent les démarches de repowering jusqu'à 30 % d'écart de hauteur, très exceptionnellement jusqu'à 49 %. D'autres appliquent la circulaire au pied de la lettre, laissant peu de marge de manœuvre aux porteurs de projet. Il y a donc un flou du cadre posé qui ne facilite pas la prise de décision. Les développeurs ne sachant pas exactement selon quel régime ils vont être traités, la durée de l'instruction administrative et l'importance des démarches à réaliser vont influencer sur le coût total de l'opération.

DES MACHINES TRÈS RARES

Actuellement, la majorité des machines concernées par une opération de remplacement sont de relative petite taille, avec un rotor de moins de 100 mètres de diamètre, et la règle du seuil des 10 % d'écart entre les anciennes et nouvelles machines incite clairement à faire du remplacement à l'identique en termes de taille, même si ce n'est pas le cas pour toutes les opérations de repowering. En tous les cas, cette « incitation » à rester sur des petites tailles de machines est un cas totalement atypique au niveau mondial, qui bride sévèrement le potentiel d'augmentation de production issue du repowering. Par ailleurs, elle renvoie à une autre spécificité, celle de la rareté des éoliennes adaptées. Ce dernier point est un véritable casse-tête pour les développeurs car il n'existe pratiquement plus de modèles issus des catalogues des constructeurs européens qui répondent à ces standards. Les uns après les autres, les principaux

LE REPOWERING ÉOLIEN



Parc éolien des Grands Fresnes (Maine-et-Loire).

Mauges Eole

123

turbiniens européens ont supprimé les plateformes de production de leurs plus petites machines pour s'adapter à un marché européen, et mondial, qui tend sans cesse vers le plus grand. Après Siemens-Gamesa et Vestas, c'est au tour d'Enercon d'arrêter la fabrication de ses plus petites machines en fin d'année 2024. Les développeurs français se sont arraché en 2024 les derniers stocks disponibles, avant que ces lignes ne disparaissent définitivement des catalogues. Désormais, la plus petite éolienne des turbiniens européens est celle de Nordex (rotor de 117 mètres de diamètre pour 3 MW).

Une situation très contrainte qui pourrait conduire les professionnels à se tourner vers les industriels chinois. Une piste qui conduirait le secteur à jouer contre la défense de l'industrie éolienne européenne et qui risquerait d'aboutir à la même impasse puisque les entreprises chinoises se sont également largement détournées des machines de petite taille. À côté des turbiniens majeurs européens, il existe des entreprises plus modestes qui peuvent proposer des alternatives, mais leurs capacités de production sont réduites. C'est le cas de l'entreprise tricolore Poma, qui propose des machines affichant un rotor de

Observ'ER

Le baromètre 2024
de l'électricité renouvelable
en France



La nouvelle vie du parc de Souleilla-Corbières

Le chantier est presque symbolique car il concerne l'un des tout premiers parcs éoliens à avoir été érigé en France. Mis en service en 2001, le site de Treilles-Souleilla (Aude) développait une puissance totale de 20,8 MW répartie sur 16 machines depuis un sommet des Corbières, avec vue sur la mer. Avec les années, les matériaux souffrent, surtout dans ce secteur de l'Aude, lieu historique de l'éolien en France, où tramontane et vent de mer mettent les équipements à rude épreuve. La maintenance devenait de plus en plus lourde et dès 2016, les premières réflexions ont démarré pour aboutir au choix de remplacer l'ensemble des éoliennes. Le chantier est lancé en 2019 avec le retrait des vieilles éoliennes, l'excavation puis la réfection des fondations, et enfin la pose des nouvelles machines, fournies par l'allemand Vensys. Un an et demi et 40 millions d'euros d'investissement plus tard, ce sont 16 nouvelles éoliennes d'une puissance légèrement supérieure (1,5 contre 1,3 MW initialement) qui tournent sur le site. Les 24 MW du nouveau parc vont permettre une amélioration du productible annuelle de 20 % avec le même nombre d'éoliennes. Un gain qui aurait pu être meilleur si la proximité d'un radar météo n'avait bridé la hauteur des machines pouvant être installées et donc leur puissance.

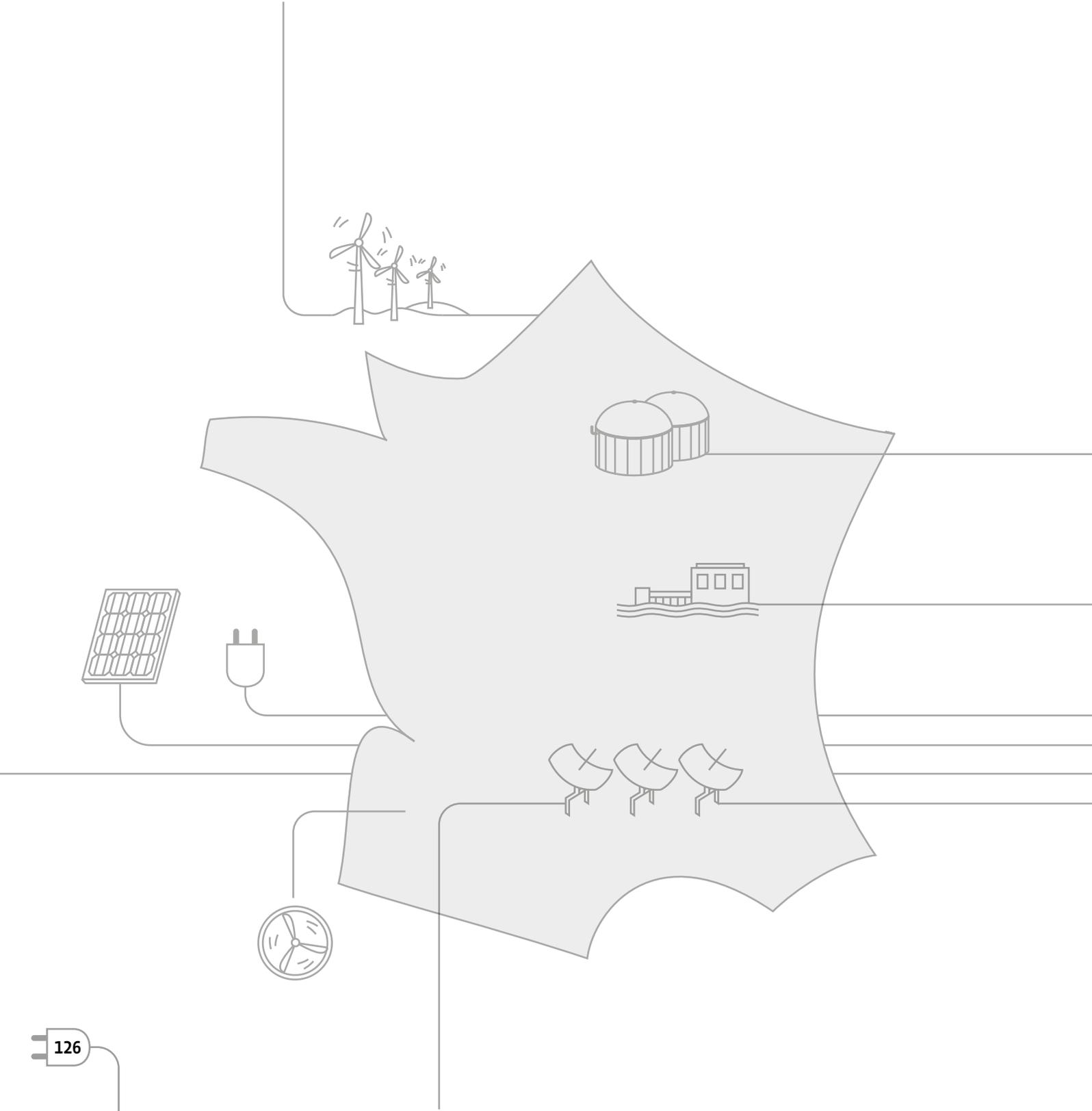
Comme souvent sur ces sites, il n'y a pas eu d'opposition au repowering des machines. L'acceptabilité des éoliennes était une chose entendue, d'autant plus que durant les vingt premières années d'exploitation, le site avait transformé la vie du village de 300 habitants : une nouvelle route avait été créée pour accéder aux éoliennes qui attirent régulièrement des touristes pour les observer. L'économie locale en avait vu les retombées et neuf emplois avaient été créés pour la maintenance et l'exploitation du parc. En revanche, Qenergy, le développeur du parc, a dû composer avec de nouvelles obligations liées à l'évolution des normes et des connaissances. En la matière, il a fallu s'adapter à la présence de l'aigle royal présent à proximité et ainsi investir dans l'entretien de 100 hectares en forêt domaniale pour favoriser son habitat, le tout sous contrôle de l'ONF (Office national des forêts). Concernant le recyclage des anciens équipements et matériaux, le développeur assure que 99 % ont été recyclés ou réutilisés, dont 80 % dans un rayon de moins de 100 km. Ainsi, le béton a été réutilisé pour un tiers dans les nouvelles fondations, le reste a été intégré dans la construction d'une plateforme industrielle par une entreprise de BTP locale. Quant aux pales, sujet le plus difficile en raison de leur teneur composite (notamment en fibre de verre), elles ont été données à un artiste local pour finir en sculptures et en mobilier urbain. Au total, 90,3 % des déchets issus du démantèlement ont été recyclés, 9,1 % réutilisés, 0,5 % valorisés et 0,1 % de ces détritrus ont été stockés.

42 à 101 mètres de diamètre (jusqu'à 3 MW). La fabrication d'éoliennes est une diversification pour cette entreprise dont le cœur de métier est le transport de câbles. Le groupe se dit cependant prêt à relancer pour le marché français l'assemblage de nacelles à Gilly-sur-Isère pour quinze, voire trente machines dans l'année. Des chiffres modestes qui ne peuvent donc pas apparaître comme une solution durable.

CHANGER LES RÈGLES DU JEU

Pour toutes ces raisons, la filière s'efforce de convaincre l'administration de faciliter le repowering, notamment en rehaussant le seuil de « notabilité » à 30 % au lieu de 10 %. Une évolution qui est appelée de tous leurs vœux par les professionnels du secteur mais cela n'est pas forcément partagé par tous les organismes de l'État. Certaines Dreal trouvent ainsi que les modes d'instruction actuels offrent des marges de manœuvre permettant de faire du repowering tout en maintenant un équilibre entre les différents enjeux : augmenter les énergies renouvelables pour atténuer le changement climatique tout en préservant les aspects biodiversité, paysage et acceptabilité sociale. L'autre objectif de la filière est de faire entrer dans les discussions toutes les parties prenantes qui donnent un avis suivi par la préfecture, comme la Dreal, l'armée, la DGAC, Météo France, et les sensibiliser à l'opportunité du repowering. Toutefois, la partie ne s'annonce pas simple. En début d'année 2024, le projet de stratégie française énergie-climat semblait laisser une ouverture avec le passage suivant : « *Maintenir le rythme de développement de l'éolien terrestre à 1,5 GW/an [...] et organiser un plan de repowering pour préparer un renouvellement efficace des*

parcs renouvelables existants sur la période 2025-2035 en étudiant la possibilité d'augmenter la taille des mâts pour rehausser la production tout en limitant le nombre de mâts. » Quelques mois plus tard, le nouveau projet de texte mis en consultation ne comportait plus qu'un bref passage invitant à « *investir dans le repowering d'installations existantes* ». Un troisième axe d'évolution serait d'aller vers une réglementation spécifique au repowering, permettant une instruction plus rapide et simplifiée des autorisations de renouvellement. La simplification demandée par le secteur réside dans la manière dont les dossiers sont traités. Ainsi, il serait indispensable que les Dreal prennent en compte la diminution des impacts rendue possible par l'amélioration des technologies (acoustique, détection d'avifaune, etc.) et la diminution du nombre de mâts dans certains cas. En bref, tenir compte de l'antériorité des impacts existants pour évaluer de manière différentielle ceux qui pourraient augmenter, mais aussi ceux qui seront réduits. Un programme ambitieux de réformes que l'instabilité politique notoire de la France depuis l'été 2024 ne va pas aider. ●



PANORAMA RÉGIONAL DES FILIÈRES RENOUVELABLES ÉLECTRIQUES EN FRANCE

Observ'ER
Le Baromètre 2024
des énergies renouvelables
électriques en France

Tableau n° 1

Puissances régionales électriques renouvelables en 2023 (en MW)

Source : Observ'ER d'après données SDES et Odré.

	Hydrau- lique	Éolien ter- restre	Éolien en mer	PV	Bio- masse solide et déchets	Biogaz	Énergies marines	Géo- thermie	Total
Auvergne Rhône-Alpes	11 494	714	0	2 334	168	43	0,0	0	14 753
Bourgogne Franche-Comté	529	1 147	0	820	66	28	0	0	2 589
Bretagne	35	1 319	496	576	48	40	243,0	0	2 757
Centre - Val de Loire	93	1 650	0	985	74	19	0	0	2 821
Corse	222	18	0	233	0	2	0	0	475
Grand Est	2 308	4 698	0	1 459	178	94	0	1,9	8 738
Hauts-de-France	6	6 262	0	569	149	55	0	0	7 040
Île-de-France	20	146	0	337	263	82	0	0	848
Normandie	31	1 045	497	342	109	44	0	0	2 068
Nouvelle- Aquitaine	2 246	1 837	0	4 576	336	57	0	0	9 052
Occitanie	5 448	1 676	0	3 731	142	36	0	0	11 033
Pays de la Loire	10	1 337	484	1 250	47	47	0	0	3 175
Paca	3 267	97	0	2 291	349	27	0	0	6 032
France métropolitaine	25 707	21 946	1 477	19 503	1 930	574	243,0	1,9	71 382
Guadeloupe	11	52	0	90	34	4	0	14,5	205
Guyane	119	0	0	55	7	0	0	0	181
La Réunion	139	15	0	241	363	9	0	0	766
Martinique	0	14	0	84	44	1	0	0	143
Mayotte	0	0	0	30	0	1	0	0	31
Total Drom	268	81	0	500	447	15	0	14,5	1 326
Total France	25 975	22 027	1 477	20 003	2 377	589	243,0	16,4	72 707

Tableau n° 2

Puissances régionales électriques renouvelables à fin septembre 2024 (en MW)

Source : Observ'ER d'après données SDES et Odré.

	Hydrau- lique	Éolien ter- restre	Éolien en mer	PV	Bio- masse solide et déchets	Biogaz	Énergies marines	Géother- mie	Total
Auvergne- Rhône-Alpes	11 486	714	0	2 802	164	50	0,0	0	15 216
Bourgogne- Franche-Comté	531	1 212	0	1 122	70	31	0	0	2 966
Bretagne	35	1 383	496	735	45	43	243	0	2 980
Centre - Val de Loire	93	1 727	0	1 303	74	19	0	0	3 216
Corse	222	18	0	236	0	2	0	0	478
Grand Est	2 327	4 810	0	1 795	193	95	0	1,9	9 222
Hauts-de-France	5	6 699	0	727	149	57	0	0	7 637
Île-de-France	20	146	0	387	255	79	0	0	887
Normandie	31	1 060	497	420	111	42	0	0	2 161
Nouvelle Aquitaine	2 247	1 976	0	5 317	356	55	0	0	9 951
Occitanie	5 414	1 754	0	4 272	141	37	0	0	11 618
Pays de la Loire	10	1 380	484	1 534	45	48	0	0	3 501
Paca	3 267	97	0	2 522	353	27	0	0	6 266
France métropolitaine	25 688	22 976	1 477	23 172	1 956	585	243,0	1,9	76 099
Guadeloupe	11	52	0	91	34,0	4	0	14,5	207
Guyane	119	0	0	55	7,0	0	0	0	181
La Réunion	139	15	0	247	59,0	9	0	0	469
Martinique	0	14	0	85	44,0	1	0	0	144
Mayotte	0	0	0	29	0,0	1	0	0	30
Total Drom	269	81	0	507	144	15	0	14,5	1 031
Total France	25 957	23 057	1 477	23 679	2 100	600	243,0	16,4	77 130

128

Sur les neuf premiers mois de 2024, l'ensemble du parc de production électrique renouvelable français a progressé de 4 422 MW. Un chiffre record pour la France qui s'explique en grande partie par la très bonne année réalisée par le secteur du photovoltaïque (+ 3 680 MW). L'hydraulique reste la première filière de production

d'électricité renouvelable avec 34 % de la puissance totale renouvelable mais l'écart avec le photovoltaïque se réduit (31 %). En 2025, cette dernière filière deviendra la première en termes de puissance raccordée.

Observ'ER

Le Baromètre 2024
des énergies renouvelables
électriques en France

Tableau n° 3

Productions régionales électriques renouvelables en 2023 (en GWh)

Source : Observ'ER d'après données RTE, et Enedis et EDF SEI.

	Hydrau- lique	Éolien terrestre et en mer	PV	Bio énergies	Énergies marines	Géo- thermie	Total
Auvergne- Rhône-Alpes	24 428,3	1 478,9	2 361,2	734,2	0	0	29 002,7
Bourgogne- Franche-Comté	842,9	2 638,2	827,0	370,4	0	0	4 678,5
Bretagne	523,5	2 667,3	474,8	399,2	449	0	4 513,8
Centre - Val de Loire	104,7	3 716,4	1 070,9	386,5	0	0	5 278,5
Corse	566,8	17,9	282,3	1,9	0	0	868,8
Grand Est	7 324,0	11 220,0	1 382,0	1 158,0	0	5,9	21 089,7
Hauts-de-France	14,7	14 517,4	534,0	767,9	0	0	15 834,1
Île-de-France	65,9	404,6	297,7	719,5	0	0	1 487,7
Normandie	117,7	2 633,6	299,8	619,9	0	0	3 671,0
Nouvelle Aquitaine	4 358,3	3 554,0	5 398,9	1 407,5	0	0	14 718,6
Occitanie	8 095,2	3 504,8	4 341,8	628,6	0	0	16 570,3
Pays de la Loire	26,3	4 286,7	1 223,0	412,1	0	0	5 948,1
Paca	8 376,7	192,4	3 097,4	775,2	0	0	12 441,7
France métropolitaine	54 844,4	50 832,5	21 590,5	8 381,0	449,0	5,9	136 103,3
Guadeloupe *	16,4	114,6	114,6	229,2	0	110,0	584,7
Guyane *	593,3	0,0	46,4	37,1	0	0	676,7
La Réunion	393,6	18,1	292,5	1 041,3	0	0	1 745,5
Martinique *	0,0	59,6	89,4	253,3	0	0	402,3
Mayotte *	0,0	0,0	21,0	0,0	0	0	21,0
Total Drom	1 003	192	564	1 560,9	0	110,0	3 430,3
Total France	55 847,6	51 024,8	22 154,4	9 941,9	449,0	115,9	139 533,6

* Chiffres de production 2022.

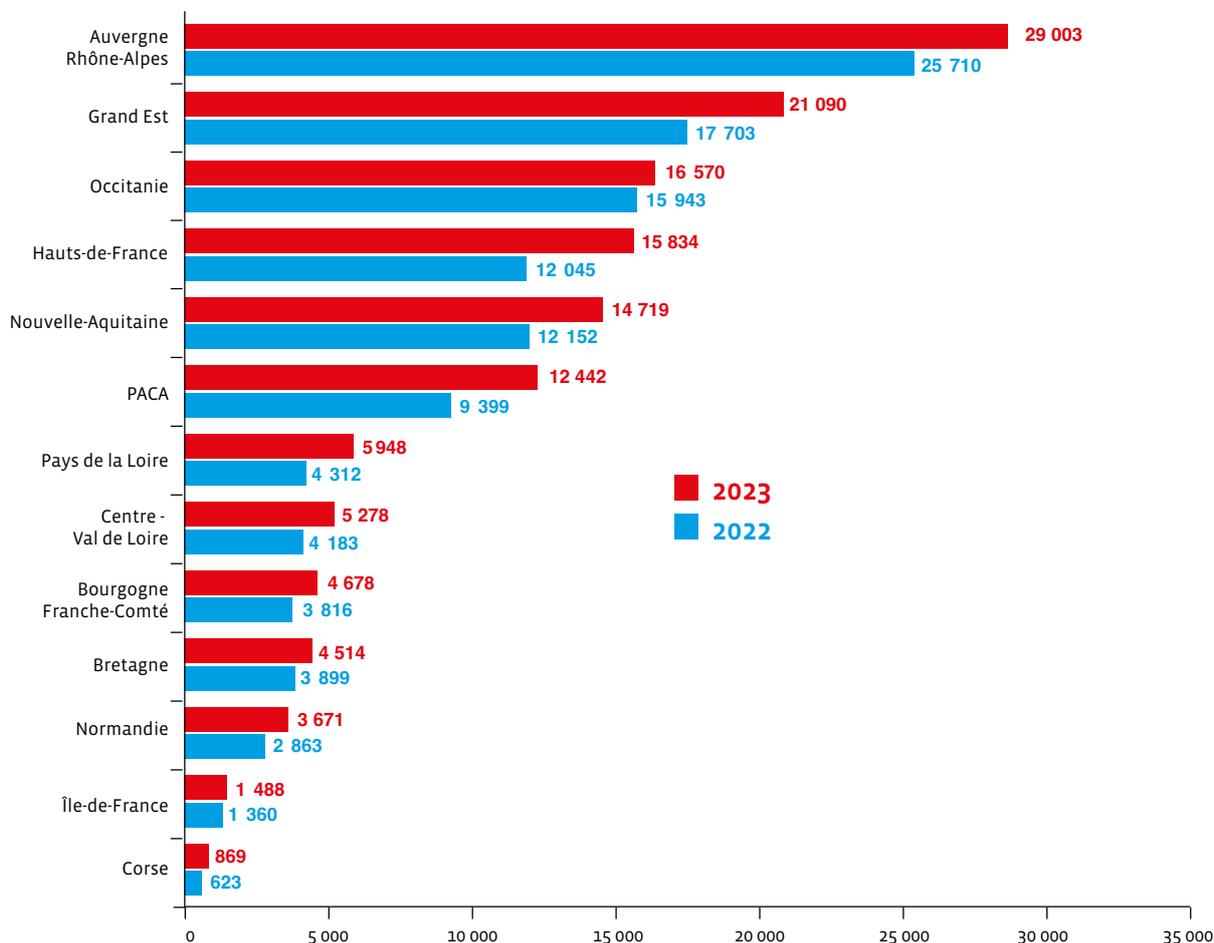
En 2023, la production électrique d'origine renouvelable a été de 139,5 TWh pour l'ensemble du territoire français. Ce chiffre affiche une hausse de 19,4 % par rapport à l'année précédente. La différence s'est faite essentiellement dans la filière éolienne où la production est passée de 39

à 51 TWh à la faveur d'une année 2023 particulièrement bien ventée et qui aura aussi vu la connexion de deux nouveaux parcs en mer pour près de 1 GW. Le productible hydroélectrique a également été dynamique avec 6,9 TWh de mieux qu'en 2022.

Graphique n° 1

Classement des régions selon la production électrique renouvelable en 2022 et 2023 (en GWh)

Source : Observ'ER, d'après données RTE et Enedis.



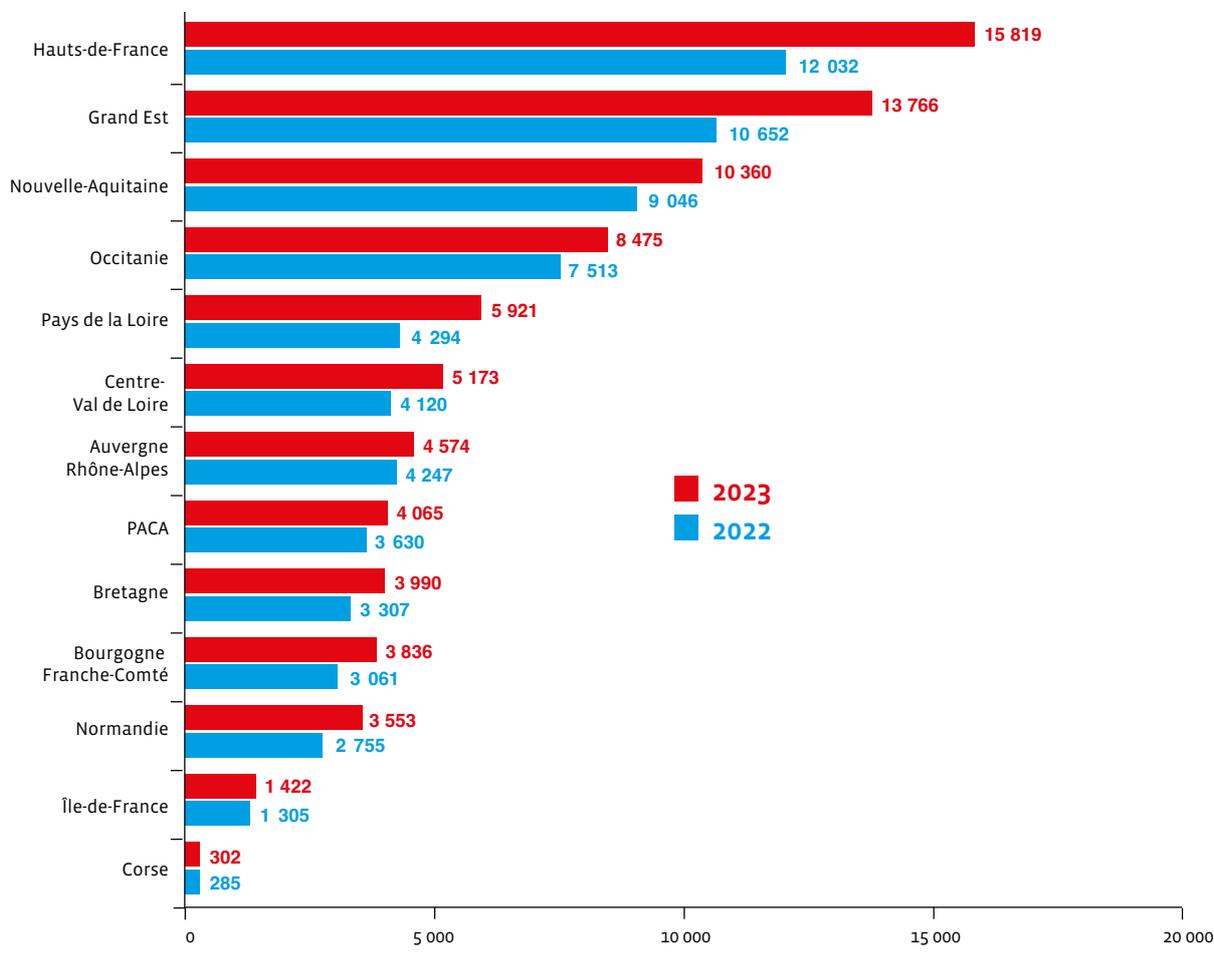
La première région métropolitaine en termes de production électrique renouvelable reste l'Auvergne – Rhône-Alpes (Aura). Son imposant parc de centrales hydroélectriques régional compose près de 84 % de la production de ce territoire. L'observation de ce classement montre également que la production électrique renouvelable de 2023

aura été supérieure à celle de 2022 pour chaque région métropolitaine. Un résultat loin d'être logique car en 2022 quatre des cinq premières régions de ce classement avaient vu un recul du niveau de production électrique renouvelable de par un mauvais millésime en termes de productibles hydroélectriques et éoliens.

Graphique n° 2

Classement des régions selon la production électrique renouvelable pour les filières éolien, photovoltaïque, biomasse et géothermie pour les années 2022 et 2023 (en GWh)

Source : Observ'ER, d'après données RTE et Enedis.



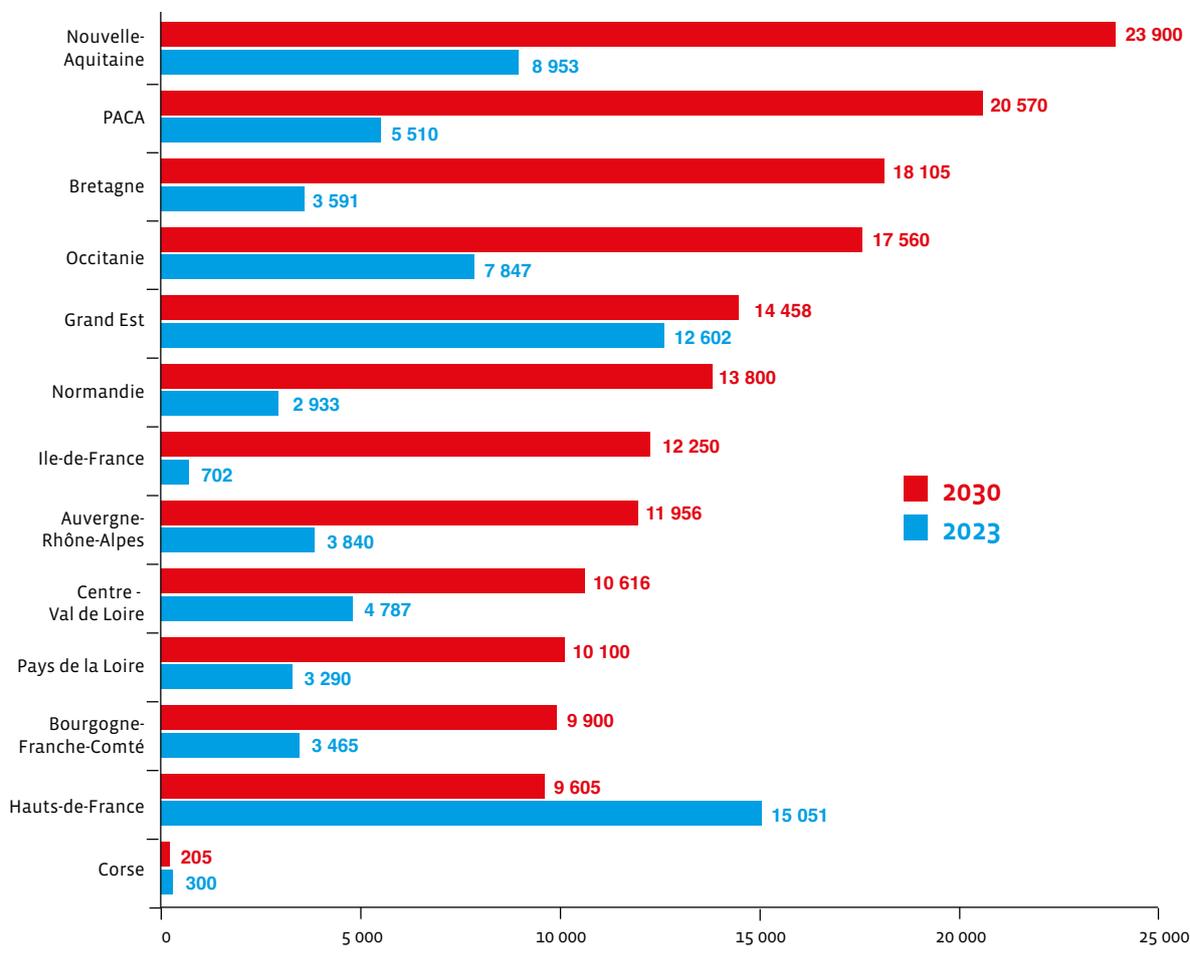
Si on met la filière hydroélectricité de côté, c'est la région des Hauts-de-France qui arrive en tête de la production électrique renouvelable métropolitaine à la faveur de son parc éolien qui a produit 3,7 TWh de mieux en 2023 (pour un total de 14,5 TWh).

Le constat est le même pour l'autre grande région éolienne française : le Grand Est. À l'instar de ce qui a été observé sur le graphique 1, la production de 2023 aura été supérieure à celle de 2022 pour l'ensemble des régions métropolitaines.

Graphique n° 3

Classement des régions selon leurs objectifs de production en 2030 (issus des SradDET) pour les filières éolien, photovoltaïque et énergie marine avec rappel du chiffre 2023 (en GWh)

Source : Observ'ER, d'après données RTE et Enedis.



Ce dernier graphique apporte une nouvelle perspective avec une comparaison de la production 2023 des filières éolien, photovoltaïque et des énergies marines avec les objectifs affichés par les régions dans leur SradDET à fin 2030. Selon cet angle, la région Nouvelle-Aquitaine arrive en tête de par son ambition de produire 3,9 TWh à partir d'éolien en mer et 10,4 TWh en terrestre à fin 2030. Pour la région Pro-

vence-Alpes-Côte d'Azur, c'est l'objectif de produire plus de 15 TWh à partir de photovoltaïque qui porterait le territoire à la deuxième place. En pour la Bretagne, la région compte sur un fort développement de l'éolien en mer et une production attendue de 7,6 TWh. L'ensemble des objectifs des SradDET sont disponibles dans la partie « les régions à la loupe » de ce document.

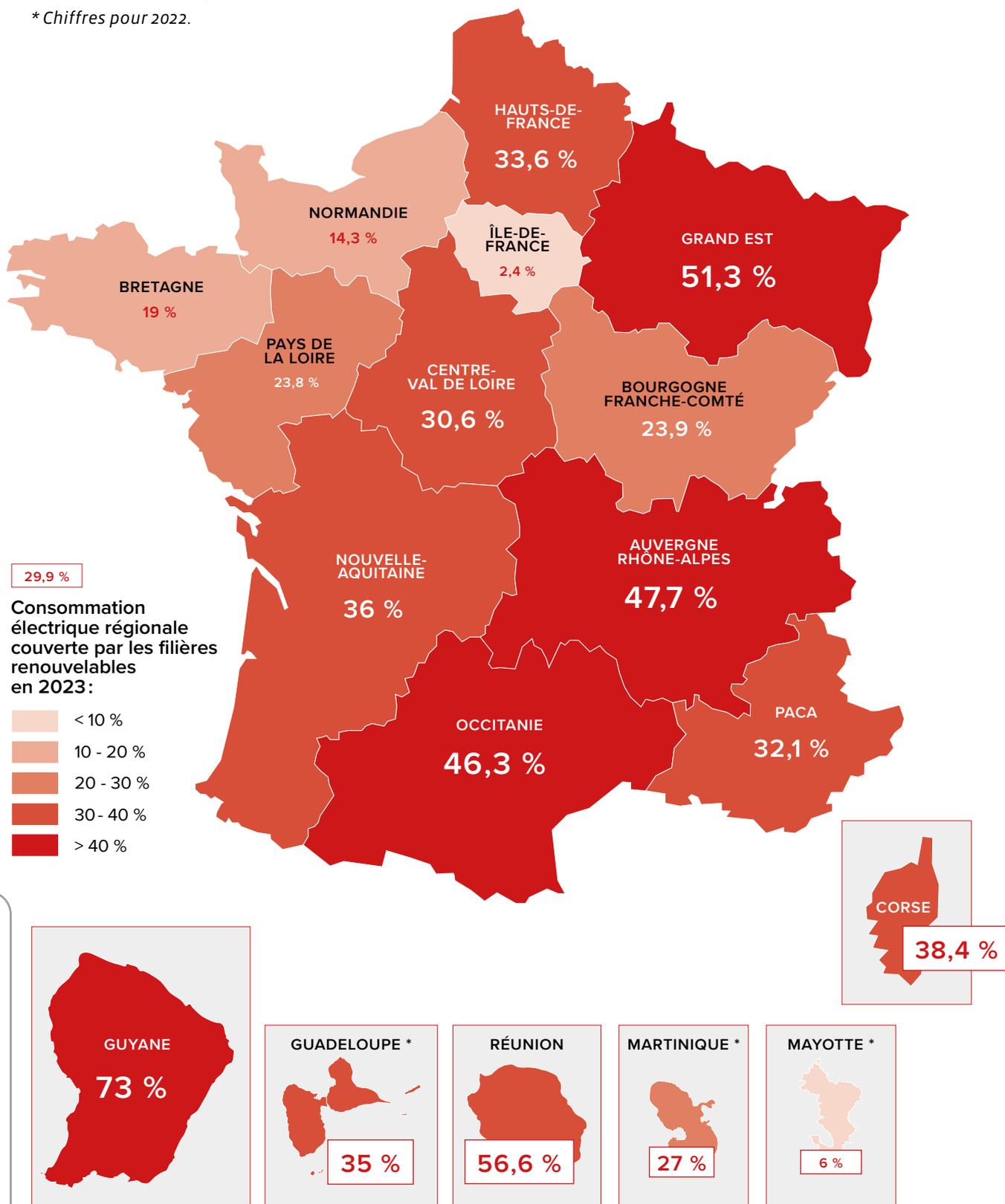
PANORAMA RÉGIONAL

Carte n°1

Couverture de la consommation électrique régionale par les filières renouvelables en 2023

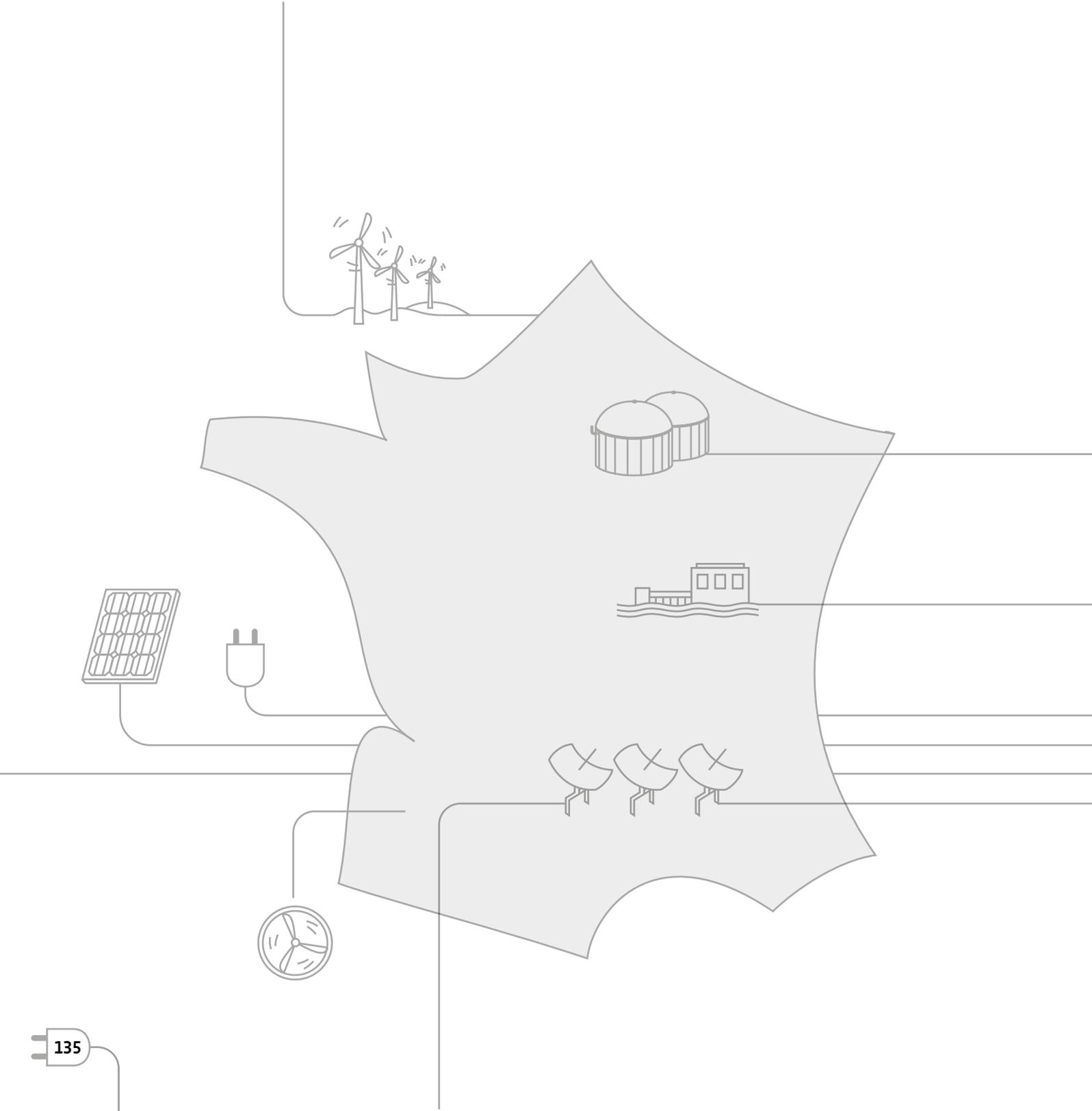
Source : Observ'ER d'après données RTE, Enedis et EDF SEI.

* Chiffres pour 2022.



PANORAMA RÉGIONAL

En 2023, la part des énergies renouvelables dans la consommation d'électricité du pays s'est élevée à 29,9 % en France. Un chiffre qui affiche en bonne croissance par rapport à celui de 2022 (27,3 %). La meilleure autonomie est celle de la Guyane (73 %). En métropole, c'est la région Grand-Est qui présente le meilleur bilan avec 51,3 % de sa consommation électrique couverte par une production renouvelable. C'est la première fois qu'une région métropolitaine dépasse le seuil des 50 % sur cet indicateur. À l'autre bout de ce classement, on trouve l'Île-de-France avec un taux de couverture de 2,4 %.



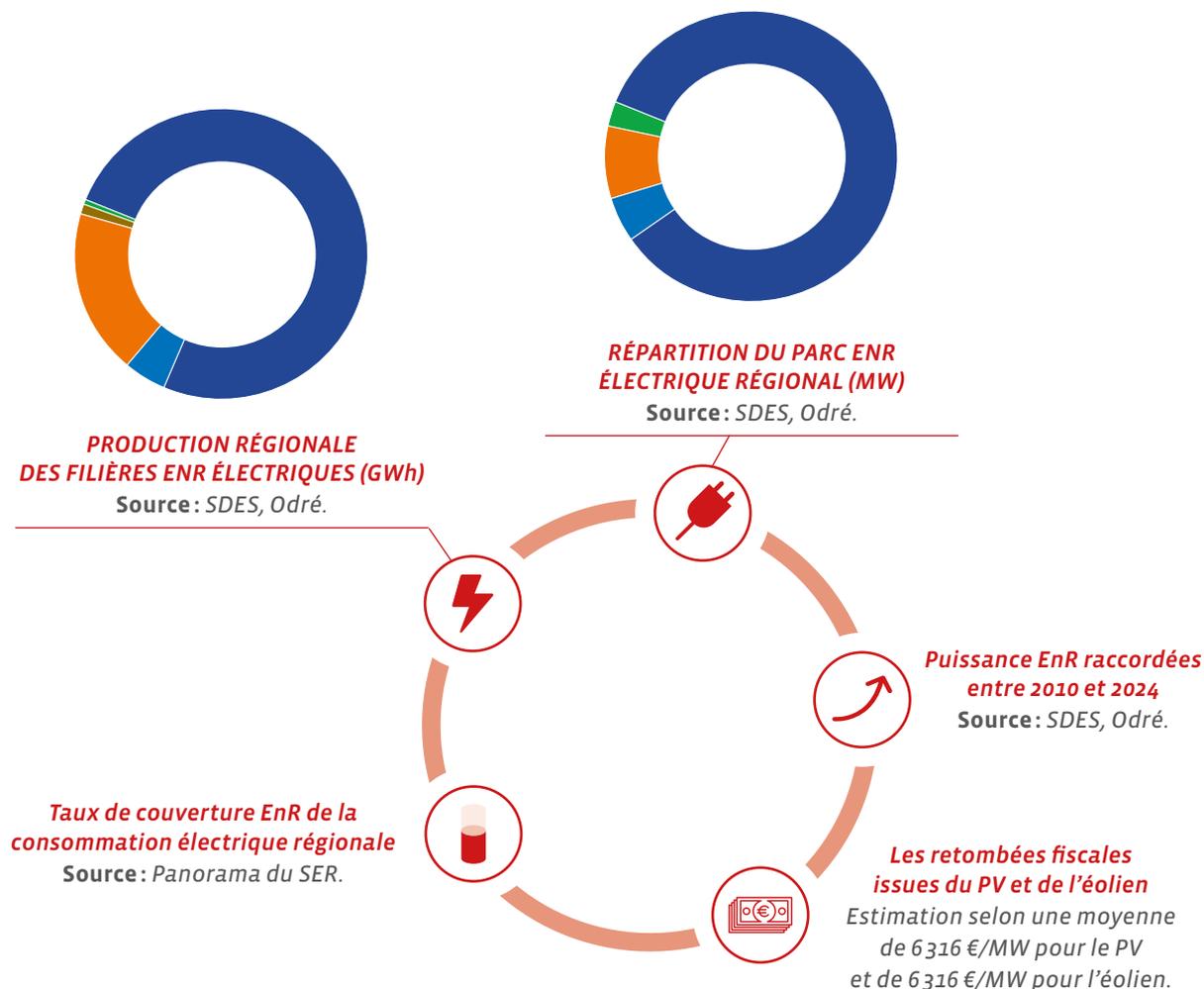
LES RÉGIONS À LA LOUPE

Observ'ER

Le baromètre 2024
de l'électricité renouvelable
en France

MÉTHODOLOGIE ET SOURCES

CHIFFRES CLÉS



OBJECTIFS SRADDET À 2030

Pour les régions métropolitaines

Sources: Sraddet - Schémas régionaux d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires

Note: Lorsque le Sraddet présente des fourchettes haute et basse de développement pour une filière à l'horizon 2030, seule la fourchette haute a été reprise.

Pour les Drom

Sources: Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) de chaque Drom

Note: Les données disponibles pour Mayotte n'étaient pas suffisantes pour pouvoir réaliser une fiche régionale.

Observ'ER

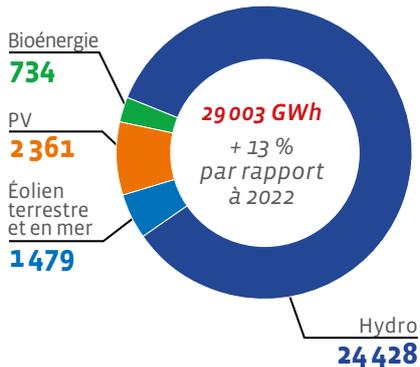
Le baromètre 2024 de l'électricité renouvelable en France

AUVERGNE RHÔNE-ALPES



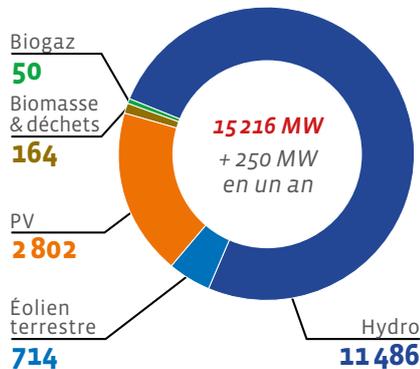
CHIFFRES CLÉS

L'hydroélectricité a fourni 84 % de la production EnR régionale en 2023



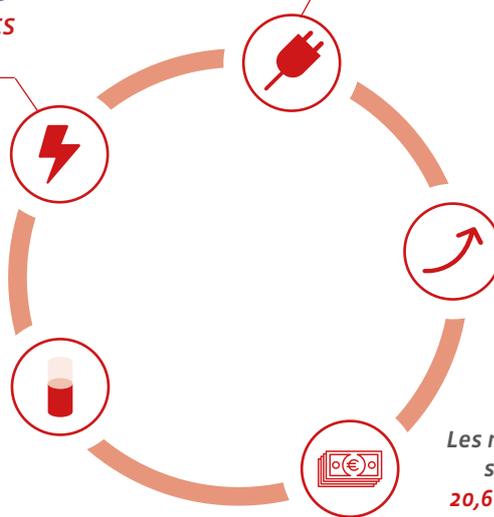
PRODUCTION RÉGIONALE DES FILIÈRES ENR ÉLECTRIQUES EN 2023 (GWh)

Capacités renouvelables électriques installées au 30 septembre 2024



RÉPARTITION DU PARC ENR ÉLECTRIQUE RÉGIONAL (MW)

La production électrique renouvelable a couvert 47,7 % de la consommation régionale



Les capacités renouvelables ont progressé de 3 190 MW entre 2010 et 2024*

Les retombées fiscales sont estimées à 20,6 millions € en 2023

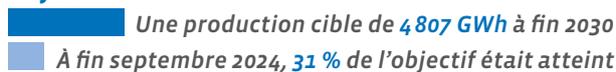
* Évolution jusqu'au 30/09/24.

OBJECTIFS SRADDET À 2030

OBJECTIF RÉGIONAL HYDROÉLECTRIQUE



OBJECTIF RÉGIONAL ÉOLIEN



OBJECTIF RÉGIONAL PHOTOVOLTAÏQUE



Observ'ER

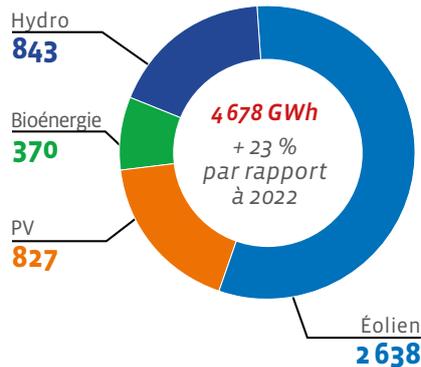
Le baromètre 2024 de l'électricité renouvelable en France

BOURGOGNE FRANCHE-COMTÉ



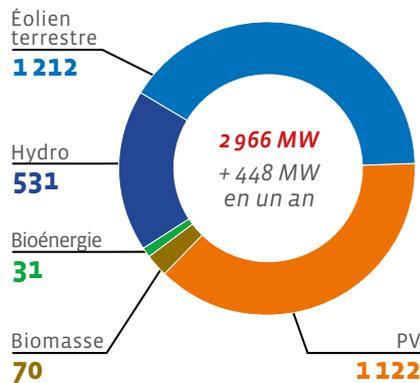
CHIFFRES CLÉS

L'éolien a fourni 56 % de la production EnR régionale en 2023



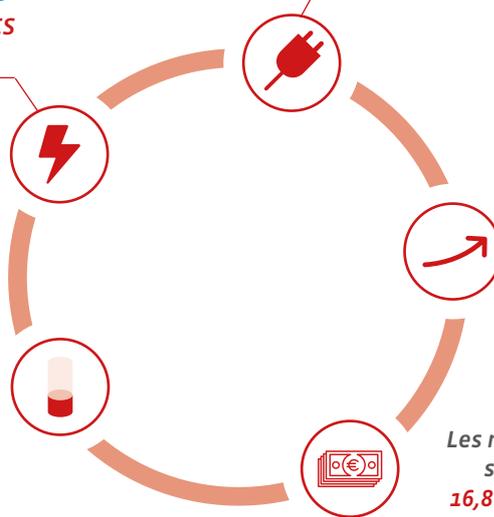
PRODUCTION RÉGIONALE DES FILIÈRES ENR ÉLECTRIQUES EN 2023 (GWh)

Capacités renouvelables électriques installées au 30 septembre 2024



RÉPARTITION DU PARC ENR ÉLECTRIQUE RÉGIONAL (MW)

La production électrique renouvelable a couvert 23,9 % de la consommation régionale



Les capacités renouvelables ont progressé de 2301 MW entre 2010 et 2024*

Les retombées fiscales sont estimées à 16,8 millions € en 2023

* Évolution jusqu'au 30/09/24.

OBJECTIFS SRADDET À 2030

OBJECTIF RÉGIONAL HYDROÉLECTRIQUE

Une production cible de 720 GWh à fin 2030
À fin septembre 2024, 117 % de l'objectif était atteint

OBJECTIF RÉGIONAL ÉOLIEN

Une production cible de 5300 GWh à fin 2030
À fin septembre 2024, 50 % de l'objectif était atteint

OBJECTIF RÉGIONAL PHOTOVOLTAÏQUE

Une production cible de 4600 GWh à fin 2030
À fin septembre 2024, 18 % de l'objectif était atteint

Observ'ER

Le baromètre 2024 de l'électricité renouvelable en France

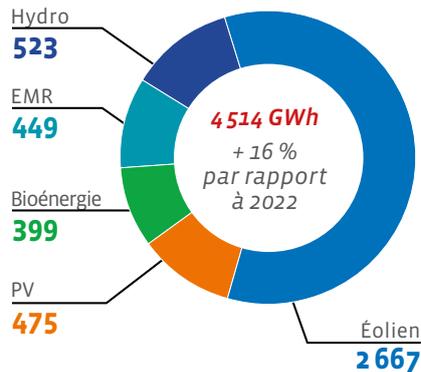
LES RÉGIONS À LA LOUPE

BRETAGNE



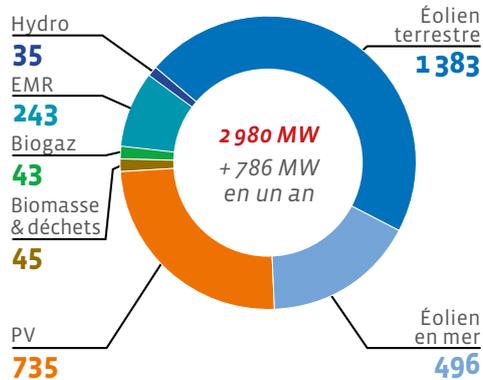
CHIFFRES CLÉS

L'éolien a fourni 59 % de la production EnR régionale en 2023



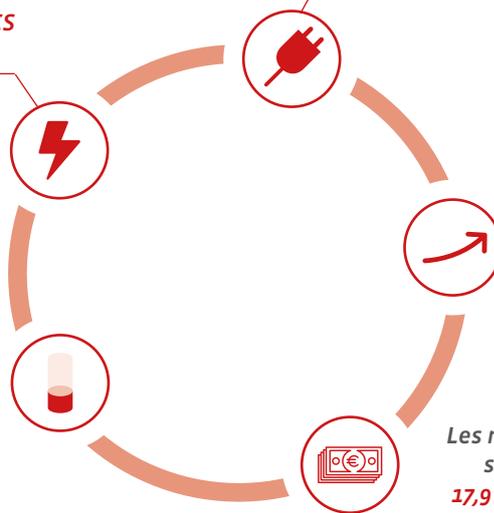
PRODUCTION RÉGIONALE DES FILIÈRES ENR ÉLECTRIQUES EN 2023 (GWh)

Capacités renouvelables électriques installées au 30 septembre 2024



RÉPARTITION DU PARC ENR ÉLECTRIQUE RÉGIONAL (MW)

La production électrique renouvelable a couvert 19 % de la consommation régionale



Les capacités renouvelables ont progressé de 1 976 MW entre 2010 et 2024*

Les retombées fiscales sont estimées à 17,9 millions € en 2023

* Évolution jusqu'au 30/09/24.

OBJECTIFS SRADDET À 2030

OBJECTIF RÉGIONAL HYDROÉLECTRIQUE

Une production cible de 66 GWh à fin 2030
À fin septembre 2024, 793 % de l'objectif était atteint

OBJECTIF RÉGIONAL ÉOLIEN**

Une production cible de 13 538 GWh à fin 2030
À fin septembre 2024, 20 % de l'objectif était atteint

OBJECTIF RÉGIONAL PHOTOVOLTAÏQUE

Une production cible de 1 920 GWh à fin 2030
À fin septembre 2024, 25 % de l'objectif était atteint

** Objectif pour l'éolien terrestre et en mer.

Observ'ER

Le baromètre 2024 de l'électricité renouvelable en France

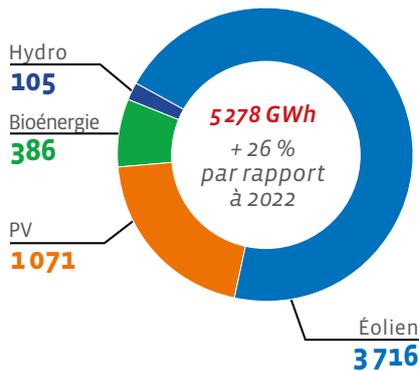
LES RÉGIONS À LA LOUPE

CENTRE-VAL DE LOIRE



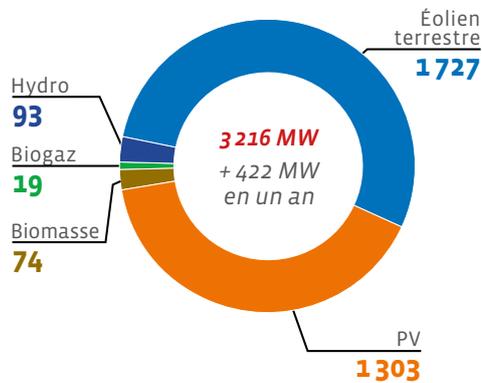
CHIFFRES CLÉS

L'éolien a fourni 70 % de la production EnR régionale en 2023



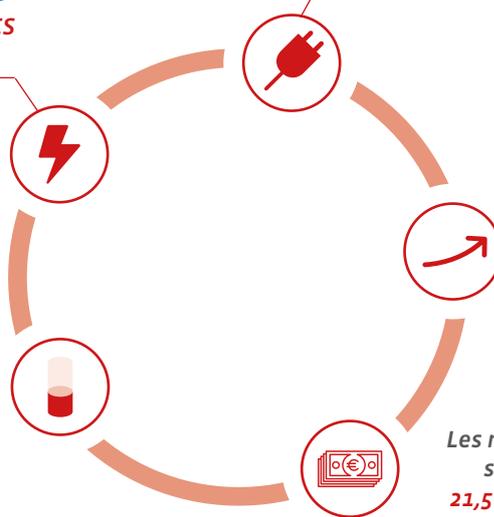
PRODUCTION RÉGIONALE DES FILIÈRES ENR ÉLECTRIQUES EN 2023 (GWh)

Capacités renouvelables électriques installées au 30 septembre 2024



RÉPARTITION DU PARC ENR ÉLECTRIQUE RÉGIONAL (MW)

La production électrique renouvelable a couvert 30,6 % de la consommation régionale



* Évolution jusqu'au 30/09/24.

140

OBJECTIFS SRADDET À 2030

OBJECTIF RÉGIONAL HYDROÉLECTRIQUE

- Une production cible de 127 GWh à fin 2030
- À fin septembre 2024, 82 % de l'objectif était atteint

OBJECTIF RÉGIONAL ÉOLIEN

- Une production cible de 8 233 GWh à fin 2030
- À fin septembre 2024, 45 % de l'objectif était atteint

OBJECTIF RÉGIONAL PHOTOVOLTAÏQUE

- Une production cible de 2 383 GWh à fin 2030
- À fin septembre 2024, 45 % de l'objectif était atteint

Observ'ER

Le baromètre 2024 de l'électricité renouvelable en France

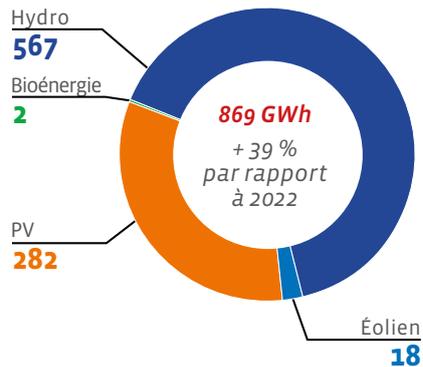
LES RÉGIONS À LA LOUPE

CORSE

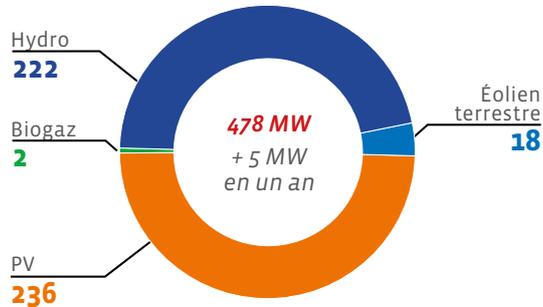


CHIFFRES CLÉS

L'hydroélectricité a fourni 70 % de la production EnR régionale en 2023



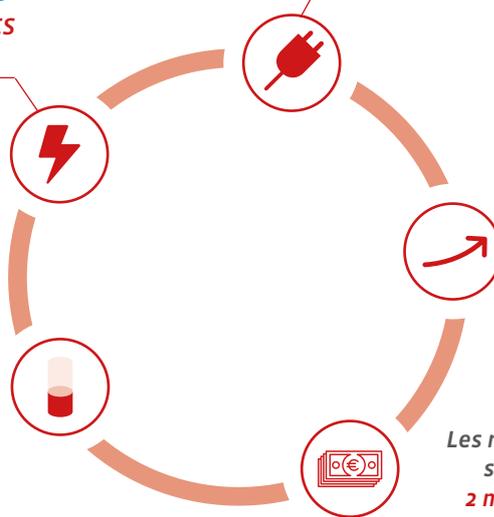
Capacités renouvelables électriques installées au 30 septembre 2024



PRODUCTION RÉGIONALE DES FILIÈRES ENR ÉLECTRIQUES EN 2023 (GWh)

RÉPARTITION DU PARC ENR ÉLECTRIQUE RÉGIONAL (MW)

La production électrique renouvelable a couvert 38,4 % de la consommation régionale



* Évolution jusqu'au 30/09/24.

141

OBJECTIFS SRADDET À 2030

OBJECTIF RÉGIONAL HYDROÉLECTRIQUE

Une production cible de 653 GWh à fin 2030
À fin septembre 2024, 87 % de l'objectif était atteint

OBJECTIF RÉGIONAL ÉOLIEN

Une production cible de 60 GWh à fin 2030
À fin septembre 2024, 30 % de l'objectif était atteint

OBJECTIF RÉGIONAL PHOTOVOLTAÏQUE

Une production cible de 145 GWh à fin 2030
À fin septembre 2024, 195 % de l'objectif était atteint

Observ'ER

Le baromètre 2024 de l'électricité renouvelable en France

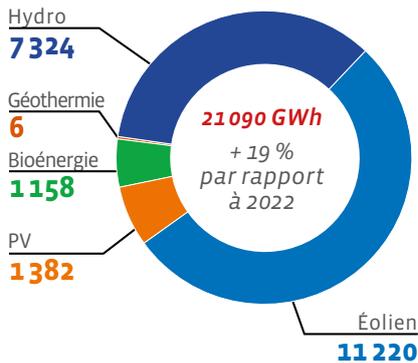
LES RÉGIONS À LA LOUPE

GRAND EST

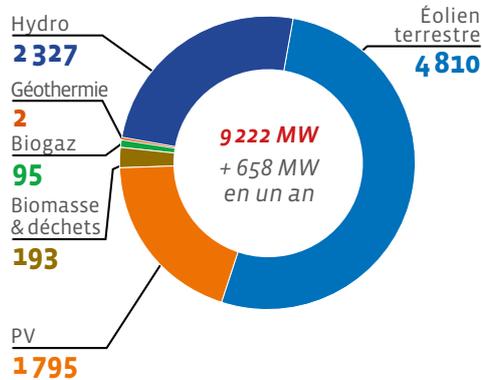


CHIFFRES CLÉS

L'éolien a fourni 53 % de la production EnR régionale en 2023



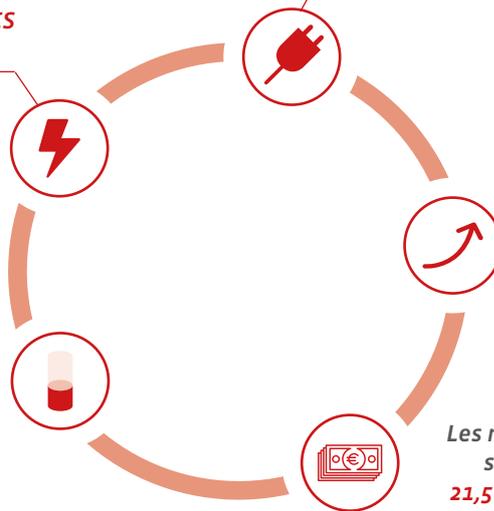
Capacités renouvelables électriques installées au 30 septembre 2024



RÉPARTITION DU PARC ENR ÉLECTRIQUE RÉGIONAL (MW)

PRODUCTION RÉGIONALE DES FILIÈRES ENR ÉLECTRIQUES EN 2023 (GWh)

La production électrique renouvelable a couvert 51,3 % de la consommation régionale



Les capacités renouvelables ont progressé de 5356 MW entre 2010 et 2024*

Les retombées fiscales sont estimées à 21,5 millions € en 2023

* Évolution jusqu'au 30/09/24.

OBJECTIFS SRADDET À 2030

OBJECTIF RÉGIONAL HYDROÉLECTRIQUE



OBJECTIF RÉGIONAL ÉOLIEN



OBJECTIF RÉGIONAL PHOTOVOLTAÏQUE



Observ'ER

Le baromètre 2024 de l'électricité renouvelable en France

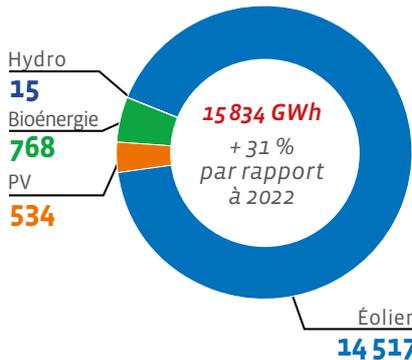
LES RÉGIONS À LA LOUPE

HAUTS-DE-FRANCE



CHIFFRES CLÉS

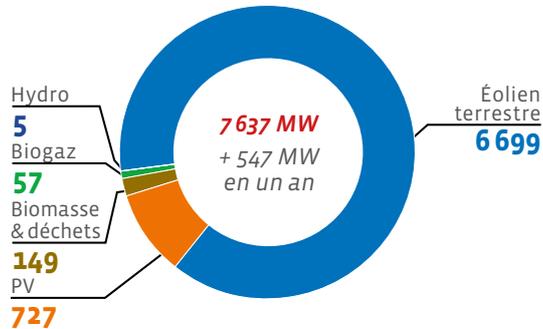
L'éolien a fourni 92 % de la production EnR régionale en 2023



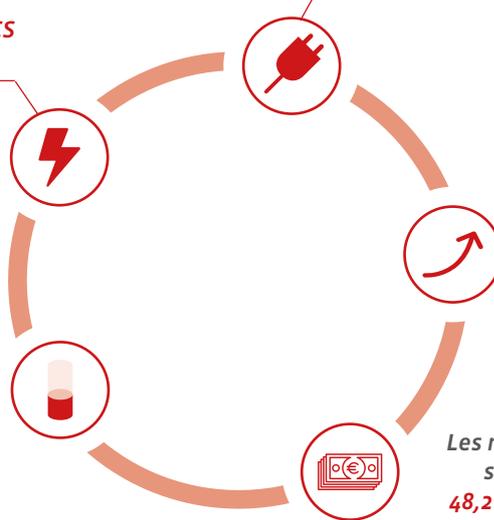
PRODUCTION RÉGIONALE DES FILIÈRES ENR ÉLECTRIQUES EN 2023 (GWh)

La production électrique renouvelable a couvert 33,6 % de la consommation régionale

Capacités renouvelables électriques installées au 30 septembre 2024



RÉPARTITION DU PARC ENR ÉLECTRIQUE RÉGIONAL (MW)



Les capacités renouvelables ont progressé de 6 317 MW entre 2010 et 2024*

Les retombées fiscales sont estimées à 48,2 millions € en 2023

* Évolution jusqu'au 30/09/24.

143

OBJECTIFS SRADDET À 2031**

OBJECTIF RÉGIONAL HYDROÉLECTRIQUE

Une production cible de 60 GWh à fin 2031
À fin septembre 2024, 25 % de l'objectif était atteint

OBJECTIF RÉGIONAL ÉOLIEN***

Une production cible de 7 824 GWh à fin 2031
À fin septembre 2024, 186 % de l'objectif était atteint

OBJECTIF RÉGIONAL PHOTOVOLTAÏQUE

Une production cible de 1 778 GWh à fin 2031
À fin septembre 2024, 30 % de l'objectif était atteint

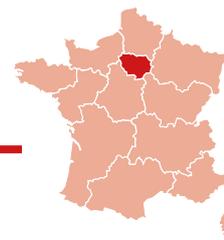
** Contrairement aux autres régions, les Hauts-de-France ont fixé un objectif à 2031 et non pas 2030. *** Objectif uniquement pour l'éolien terrestre.

Observ'ER

Le baromètre 2024 de l'électricité renouvelable en France

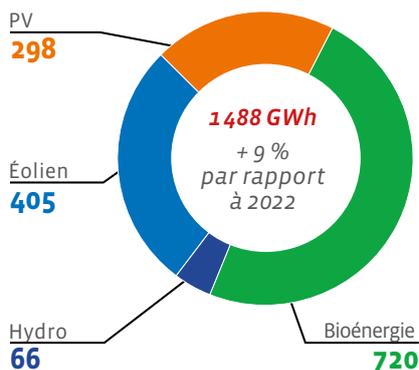
LES RÉGIONS À LA LOUPE

ÎLE-DE-FRANCE



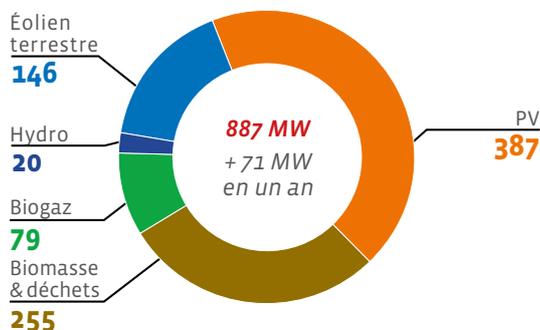
CHIFFRES CLÉS

Les filières biomasses ont fourni 48 % de la production EnR régionale en 2023



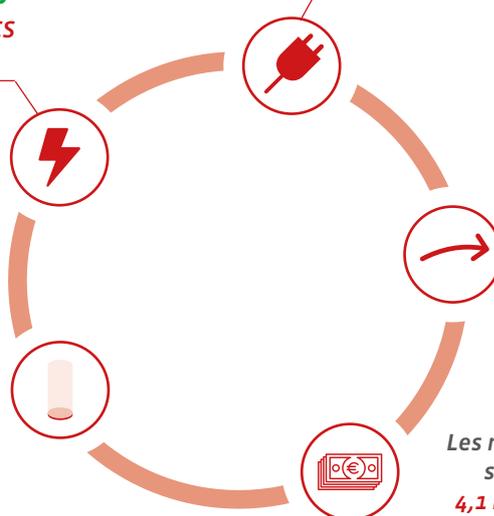
PRODUCTION RÉGIONALE DES FILIÈRES ENR ÉLECTRIQUES EN 2023 (GWh)

Capacités renouvelables électriques installées au 30 septembre 2024



RÉPARTITION DU PARC ENR ÉLECTRIQUE RÉGIONAL (MW)

La production électrique renouvelable a couvert 2,4 % de la consommation régionale



Les capacités renouvelables ont progressé de 577 MW entre 2010 et 2024*

Les retombées fiscales sont estimées à 4,1 millions € en 2023

* Évolution jusqu'au 30/09/24.

OBJECTIFS SRADDET À 2030

OBJECTIF RÉGIONAL HYDROÉLECTRIQUE

Une production cible de 213 GWh à fin 2030
À fin septembre 2024, 31 % de l'objectif était atteint

OBJECTIF RÉGIONAL ÉOLIEN

Une production cible de 2 700 GWh à fin 2030
À fin septembre 2024, 15 % de l'objectif était atteint

OBJECTIF RÉGIONAL PHOTOVOLTAÏQUE

Une production cible de 9 550 GWh à fin 2030
À fin septembre 2024, 3 % de l'objectif était atteint

Observ'ER

Le baromètre 2024 de l'électricité renouvelable en France

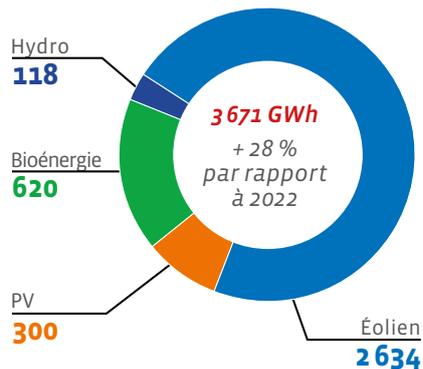
LES RÉGIONS À LA LOUPE

NORMANDIE



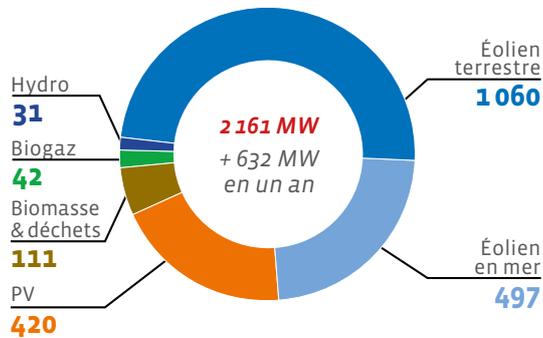
CHIFFRES CLÉS

L'éolien a fourni 72 % de la production EnR régionale en 2023



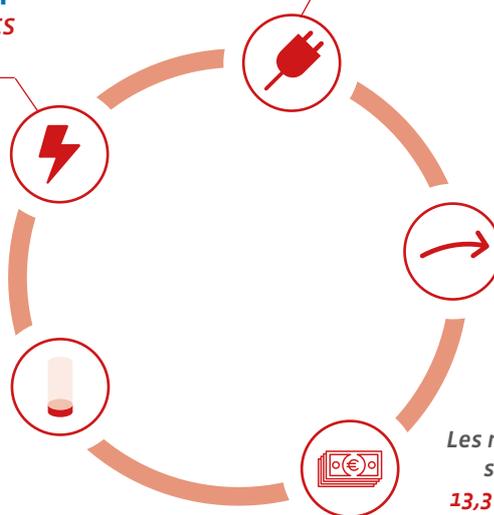
PRODUCTION RÉGIONALE DES FILIÈRES ENR ÉLECTRIQUES EN 2023 (GWh)

Capacités renouvelables électriques installées au 30 septembre 2024



RÉPARTITION DU PARC ENR ÉLECTRIQUE RÉGIONAL (MW)

La production électrique renouvelable a couvert 14,3 % de la consommation régionale



Les capacités renouvelables ont progressé de 1 662 MW entre 2010 et 2024*

Les retombées fiscales sont estimées à 13,3 millions € en 2023

* Évolution jusqu'au 30/09/24.

145

OBJECTIFS SRADDET À 2030

OBJECTIF RÉGIONAL HYDROÉLECTRIQUE ET ÉNERGIES MARINES

Une production cible de 1 526 GWh à fin 2030
À fin septembre 2024, 8 % de l'objectif était atteint

OBJECTIF RÉGIONAL ÉOLIEN**

Une production cible de 11 800 GWh à fin 2030
À fin septembre 2024, 22 % de l'objectif était atteint

OBJECTIF RÉGIONAL PHOTOVOLTAÏQUE

Une production cible de 600 GWh à fin 2030
À fin septembre 2024, 50 % de l'objectif était atteint

** Objectif uniquement pour l'éolien terrestre.

Observ'ER

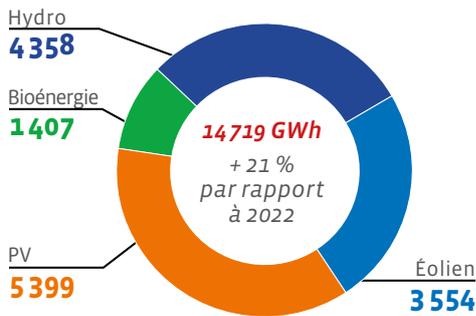
Le baromètre 2024 de l'électricité renouvelable en France

NOUVELLE-AQUITAINE

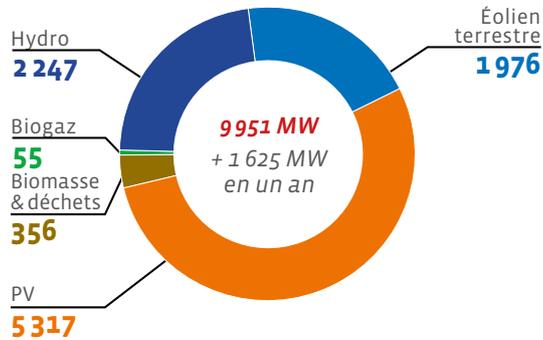


CHIFFRES CLÉS

La région où la production électrique ENR la plus équilibrée entre les différentes filières



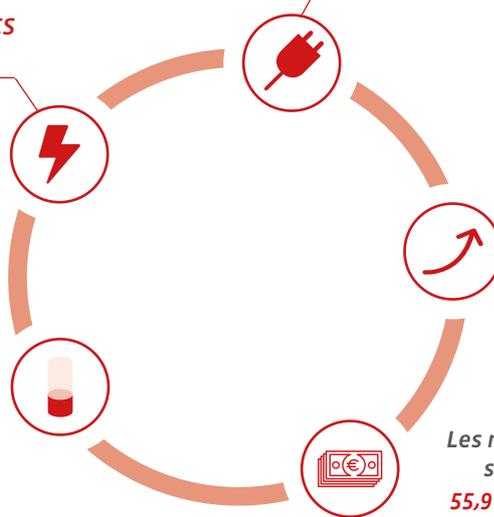
Capacités renouvelables électriques installées au 30 septembre 2024



RÉPARTITION DU PARC ENR ÉLECTRIQUE RÉGIONAL (MW)

PRODUCTION RÉGIONALE DES FILIÈRES ENR ÉLECTRIQUES EN 2023 (GWh)

La production électrique renouvelable a couvert 36 % de la consommation régionale



Les capacités renouvelables ont progressé de 7 699 MW entre 2010 et 2024*

Les retombées fiscales sont estimées à 55,9 millions € en 2023

* Évolution jusqu'au 30/09/24.

OBJECTIFS SRADDET À 2030

OBJECTIF RÉGIONAL HYDROÉLECTRIQUE ET ÉNERGIES MARINES

Une production cible de 4 340 GWh à fin 2030
À fin septembre 2024, 100 % de l'objectif était atteint

OBJECTIF RÉGIONAL ÉOLIEN**

Une production cible de 14 200 GWh à fin 2030
À fin septembre 2024, 25 % de l'objectif était atteint

OBJECTIF RÉGIONAL PHOTOVOLTAÏQUE

Une production cible de 9 700 GWh à fin 2030
À fin septembre 2024, 56 % de l'objectif était atteint

** Objectif uniquement pour l'éolien terrestre.

Observ'ER

Le baromètre 2024 de l'électricité renouvelable en France

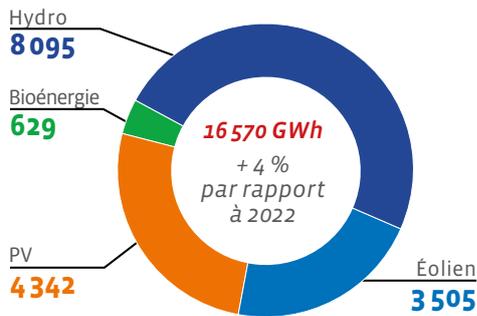
LES RÉGIONS À LA LOUPE

OCCITANIE

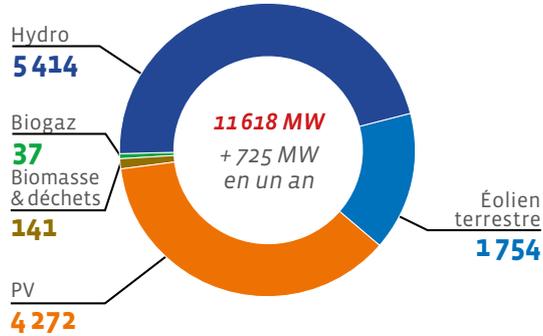


CHIFFRES CLÉS

L'hydroélectricité a fourni 49 % de la production EnR régionale en 2023



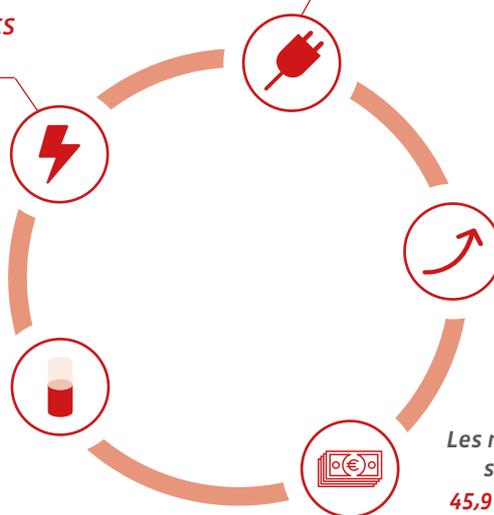
Capacités renouvelables électriques installées au 30 septembre 2024



RÉPARTITION DU PARC ENR ÉLECTRIQUE RÉGIONAL (MW)

PRODUCTION RÉGIONALE DES FILIÈRES ENR ÉLECTRIQUES EN 2023 (GWh)

La production électrique renouvelable a couvert 46,3 % de la consommation régionale



* Évolution jusqu'au 30/09/24.

147

OBJECTIFS SRADDET À 2030

OBJECTIF RÉGIONAL ÉOLIEN**



OBJECTIF RÉGIONAL PHOTOVOLTAÏQUE



** Objectif pour l'éolien terrestre et en mer.

Observ'ER

Le baromètre 2024 de l'électricité renouvelable en France

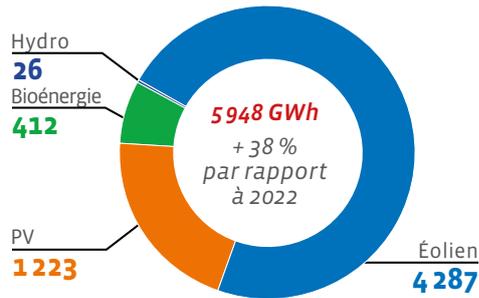
LES RÉGIONS À LA LOUPE

PAYS DE LA LOIRE

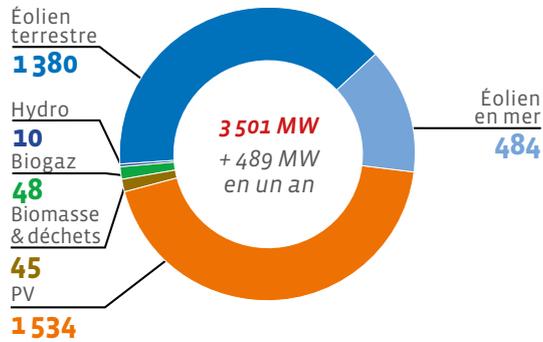


CHIFFRES CLÉS

L'éolien a fourni 72 % de la production EnR régionale en 2023



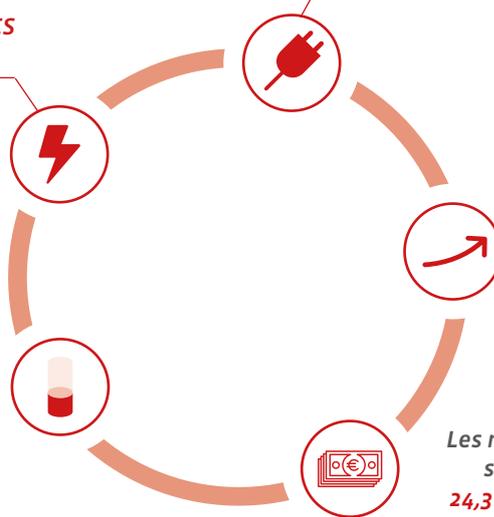
Capacités renouvelables électriques installées au 30 septembre 2024



RÉPARTITION DU PARC ENR ÉLECTRIQUE RÉGIONAL (MW)

PRODUCTION RÉGIONALE DES FILIÈRES ENR ÉLECTRIQUES EN 2023 (GWh)

La production électrique renouvelable a couvert 30,6 % de la consommation régionale



Les capacités renouvelables ont progressé de 2 979 MW entre 2010 et 2024*

Les retombées fiscales sont estimées à 24,3 millions € en 2023

* Évolution jusqu'au 30/09/24.

148

OBJECTIFS SRADDET À 2030

OBJECTIF RÉGIONAL HYDROÉLECTRIQUE

Une production cible de 25 GWh à fin 2030
À fin septembre 2024, 105 % de l'objectif était atteint

OBJECTIF RÉGIONAL ÉOLIEN**

Une production cible de 8 100 GWh à fin 2030
À fin septembre 2024, 53 % de l'objectif était atteint

OBJECTIF RÉGIONAL PHOTOVOLTAÏQUE

Une production cible de 3 600 GWh à fin 2030
À fin septembre 2024, 34 % de l'objectif était atteint

** Objectif pour l'éolien terrestre et en mer.

Observ'ER

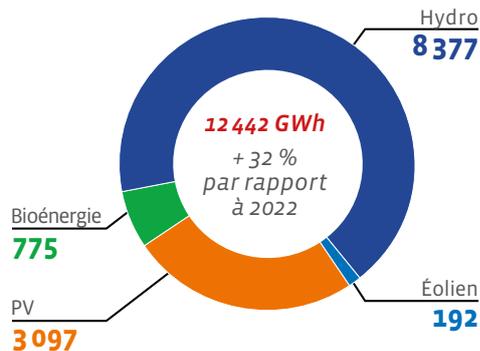
Le baromètre 2024 de l'électricité renouvelable en France

PROVENCE-ALPES-CÔTE D'AZUR

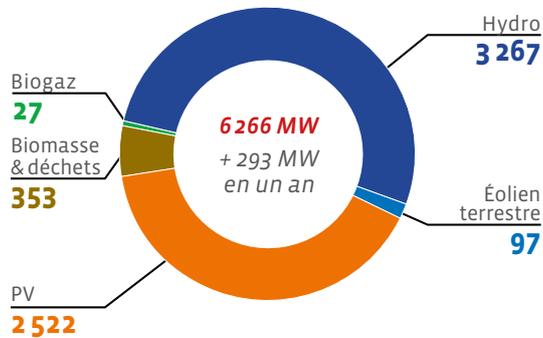


CHIFFRES CLÉS

L'hydroélectricité a fourni 67 % de la production EnR régionale en 2023



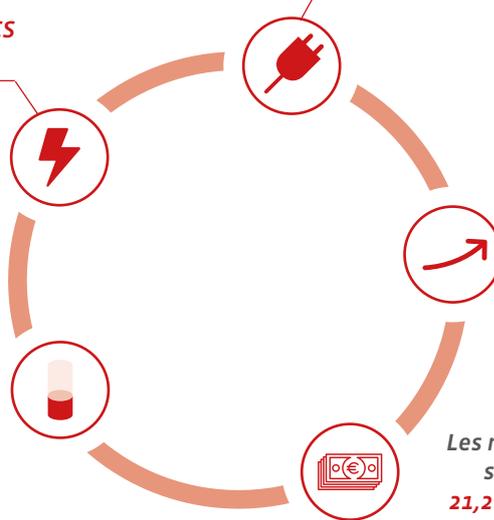
Capacités renouvelables électriques installées au 30 septembre 2024



PRODUCTION RÉGIONALE DES FILIÈRES ENR ÉLECTRIQUES EN 2023 (GWh)

La production électrique renouvelable a couvert 32,1 % de la consommation régionale

RÉPARTITION DU PARC ENR ÉLECTRIQUE RÉGIONAL (MW)



Les capacités renouvelables ont progressé de 2780 MW entre 2010 et 2024*

Les retombées fiscales sont estimées à 21,2 millions € en 2023

* Évolution jusqu'au 30/09/24.

OBJECTIFS SRADDET À 2030

OBJECTIF RÉGIONAL HYDROÉLECTRIQUE

Une production cible de 9070 GWh à fin 2030
À fin septembre 2024, 92 % de l'objectif était atteint

OBJECTIF RÉGIONAL ÉOLIEN**

Une production cible de 5547 GWh à fin 2030
À fin septembre 2024, 3 % de l'objectif était atteint

OBJECTIF RÉGIONAL PHOTOVOLTAÏQUE

Une production cible de 15023 GWh à fin 2030
À fin septembre 2024, 21 % de l'objectif était atteint

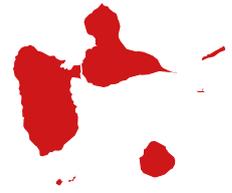
** Objectif pour l'éolien terrestre et en mer.

Observ'ER

Le baromètre 2024 de l'électricité renouvelable en France

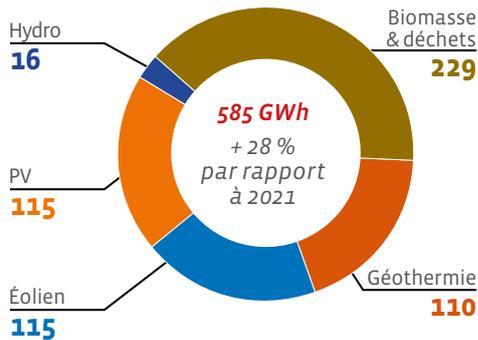
LES RÉGIONS À LA LOUPE

GUADELOUPE

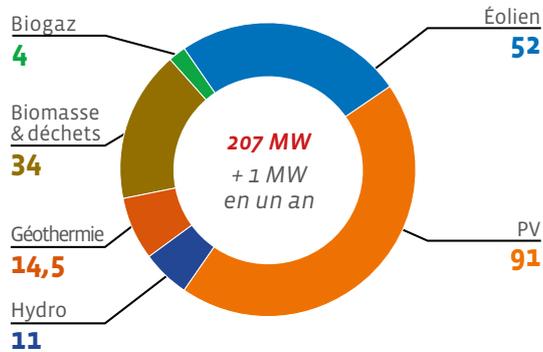


CHIFFRES CLÉS

La production électrique EnR de Guadeloupe couvre 5 sources différentes



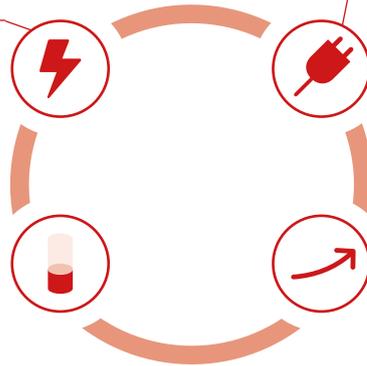
Capacités renouvelables électriques installées au 30 septembre 2024



RÉPARTITION DU PARC ENR ÉLECTRIQUE RÉGIONAL (MW)

PRODUCTION RÉGIONALE DES FILIÈRES ENR ÉLECTRIQUES EN 2022 (GWh)

La production électrique renouvelable a couvert **35 %** de la consommation régionale



Les capacités renouvelables ont progressé de **127 MW** entre 2010 et 2024*

* Évolution jusqu'au 30/09/24.

OBJECTIFS PPE À 2028

OBJECTIF RÉGIONAL HYDROÉLECTRIQUE

Une production cible de **20 GWh** à fin 2028

À fin septembre 2024, **55 %** de l'objectif était atteint

OBJECTIF RÉGIONAL ÉOLIEN

Une production cible de **140 GWh** à fin 2028

À fin septembre 2024, **37 %** de l'objectif était atteint

OBJECTIF RÉGIONAL PHOTOVOLTAÏQUE

Une production cible de **210 GWh** à fin 2028

À fin septembre 2024, **43 %** de l'objectif était atteint

OBJECTIF RÉGIONAL BIOMASSE**

Une production cible de **308 GWh** à fin 2028

À fin septembre 2024, **12 %** de l'objectif était atteint

OBJECTIF RÉGIONAL GÉOTHERMIE

Une production cible de **25 GWh** à fin 2028

À fin septembre 2024, **58 %** de l'objectif était atteint

** Biomasse solide, déchets et biogaz.

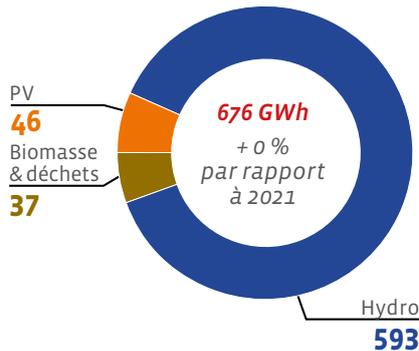
LES RÉGIONS À LA LOUPE

GUYANE

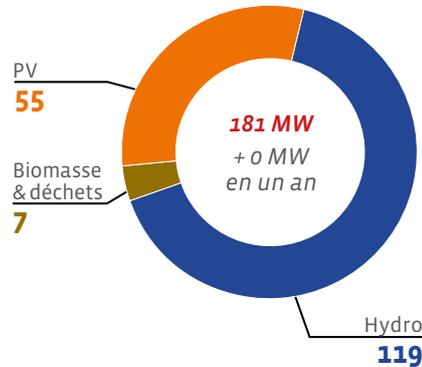


CHIFFRES CLÉS

L'hydroélectricité a fourni 86 % de la production EnR régionale en 2022



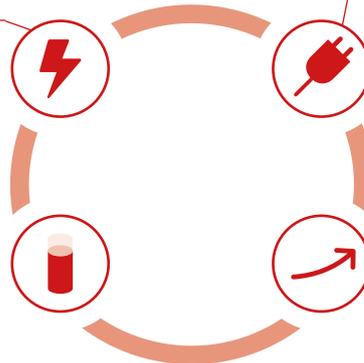
Capacités renouvelables électriques installées au 30 septembre 2024



RÉPARTITION DU PARC ENR ÉLECTRIQUE RÉGIONAL (MW)

PRODUCTION RÉGIONALE DES FILIÈRES ENR ÉLECTRIQUES EN 2022 (GWh)

La production électrique renouvelable a couvert 73 % de la consommation régionale



Les capacités renouvelables ont progressé de 60 MW entre 2010 et 2024*

* Évolution jusqu'au 30/09/24.

POINTAGE DES OBJECTIFS DE LA PRÉCÉDENTE PPE À FIN 2023

OBJECTIF RÉGIONAL HYDROÉLECTRIQUE

Une production cible de 136 GWh à fin 2023
À fin septembre 2024, 88 % de l'objectif était atteint

OBJECTIF RÉGIONAL ÉOLIEN

Une production cible de 20 GWh à fin 2023
À fin septembre 2024, 0 % de l'objectif était atteint

OBJECTIF RÉGIONAL PHOTOVOLTAÏQUE

Une production cible de 90 GWh à fin 2023
À fin septembre 2024, 61 % de l'objectif était atteint

OBJECTIF RÉGIONAL BIOMASSE

Une production cible de 50 GWh à fin 2023
À fin septembre 2024, 14 % de l'objectif était atteint

Observ'ER

Le baromètre 2024 de l'électricité renouvelable en France

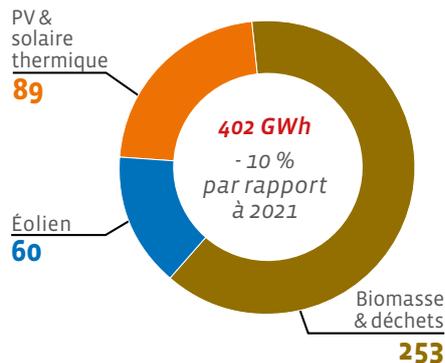
LES RÉGIONS À LA LOUPE

MARTINIQUE

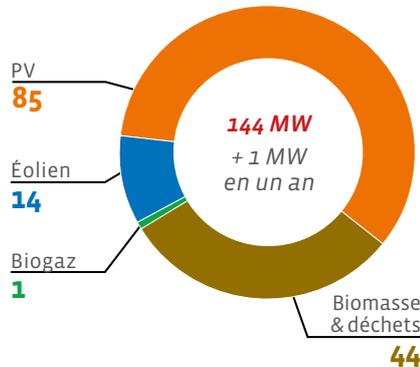


CHIFFRES CLÉS

La biomasse a fourni 63 % de la production EnR régionale en 2022



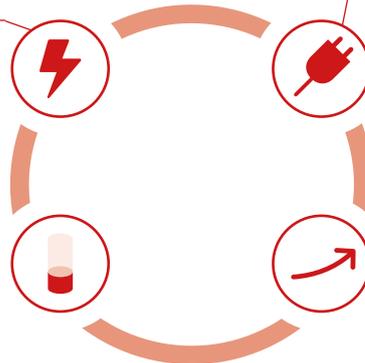
Capacités renouvelables électriques installées au 30 septembre 2024



RÉPARTITION DU PARC ENR ÉLECTRIQUE RÉGIONAL (MW)

PRODUCTION RÉGIONALE DES FILIÈRES ENR ÉLECTRIQUES EN 2022 (GWh)

La production électrique renouvelable a couvert 27 % de la consommation régionale



Les capacités renouvelables ont progressé de 104 MW entre 2010 et 2024*

* Évolution jusqu'au 30/09/24.

POINTAGE DES OBJECTIFS DE LA PRÉCÉDENTE PPE À FIN 2023

OBJECTIF RÉGIONAL HYDROÉLECTRIQUE

Une production cible de 2,5 GWh à fin 2028
À fin septembre 2024, 0 % de l'objectif était atteint

OBJECTIF RÉGIONAL ÉOLIEN

Une production cible de 36 GWh à fin 2028
À fin septembre 2024, 14 % de l'objectif était atteint

OBJECTIF RÉGIONAL PHOTOVOLTAÏQUE

Une production cible de 158 GWh à fin 2028
À fin septembre 2024, 84 % de l'objectif était atteint

OBJECTIF RÉGIONAL BIOMASSE

Une production cible de 50 GWh à fin 2028
À fin septembre 2024, 0 % de l'objectif était atteint

Observ'ER

Le baromètre 2024 de l'électricité renouvelable en France

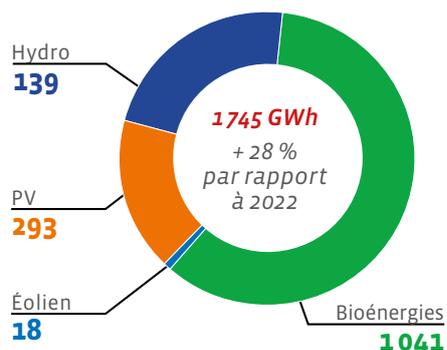
LES RÉGIONS À LA LOUPE

RÉUNION

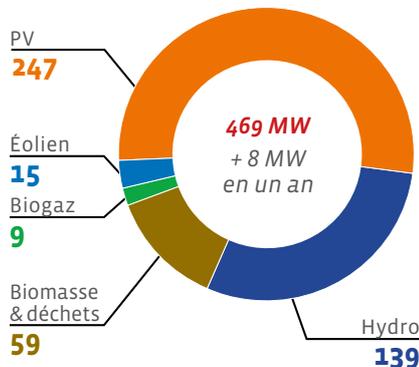


CHIFFRES CLÉS

La biomasse a fourni 60 % de la production EnR régionale en 2023



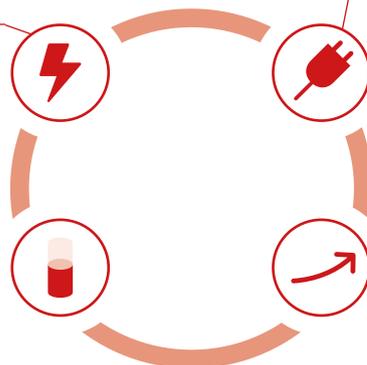
Capacités renouvelables électriques installées au 30 septembre 2024



RÉPARTITION DU PARC ENR ÉLECTRIQUE RÉGIONAL (MW)

PRODUCTION RÉGIONALE DES FILIÈRES ENR ÉLECTRIQUES EN 2023 (GWh)

La production électrique renouvelable a couvert 56,6 % de la consommation régionale



Les capacités renouvelables ont progressé de 409 MW entre 2010 et 2024*

* Évolution jusqu'au 30/09/24.

OBJECTIFS PPE À 2028

OBJECTIF RÉGIONAL HYDROÉLECTRIQUE

Une production cible de 146 GWh à fin 2028
À fin septembre 2024, 95 % de l'objectif était atteint

OBJECTIF RÉGIONAL ÉOLIEN

Une production cible de 92 GWh à fin 2028
À fin septembre 2024, 15 % de l'objectif était atteint

OBJECTIF RÉGIONAL PHOTOVOLTAÏQUE

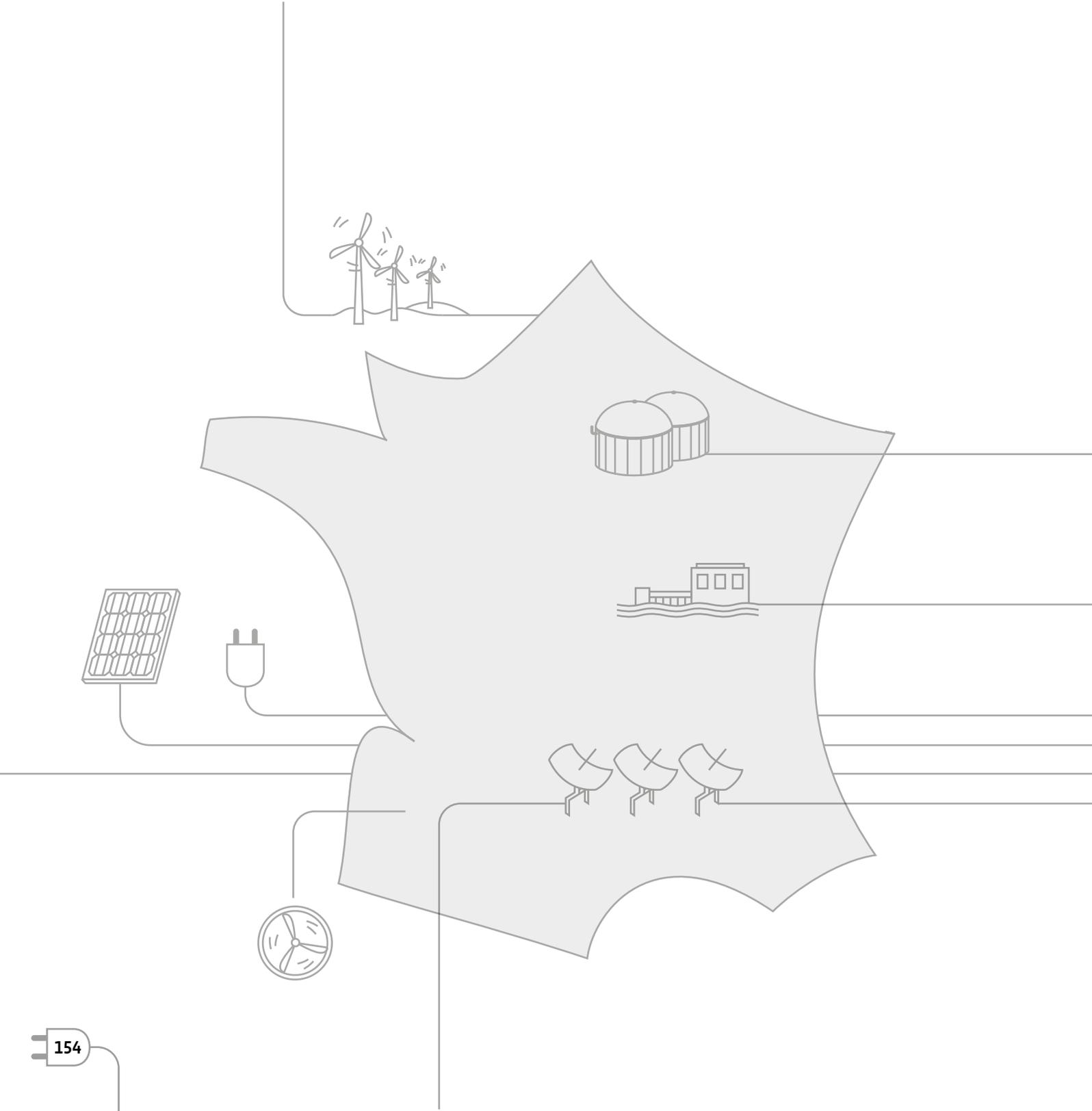
Une production cible de 500 GWh à fin 2028
À fin septembre 2024, 49 % de l'objectif était atteint

OBJECTIF RÉGIONAL BIOMASSE

Une production cible de 463 GWh à fin 2028
À fin septembre 2024, 15 % de l'objectif était atteint

Observ'ER

Le baromètre 2024 de l'électricité renouvelable en France



LEXIQUE ET SOURCES

Observ'ER
Le baromètre 2024
de l'électricité renouvelable
en France

Agence de la transition écologique (Ademe)

Sa mission est d'animer, coordonner, faciliter ou réaliser des opérations ayant pour objet la protection de l'environnement, la maîtrise de l'énergie et le développement des énergies renouvelables sur le territoire national.

Agrégateur

Achète l'électricité de petits producteurs et la revend sur le marché.

Biométhane

Gaz riche en méthane provenant de l'épuration du biogaz issu de la fermentation de matières organiques. Il peut être utilisé dans une chaudière, comme carburant de véhicules ou être injecté dans le réseau de transport de gaz naturel.

Commission de régulation de l'énergie (CRE)

C'est une autorité administrative indépendante chargée de veiller au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz en France.

Cogénération

Production simultanée de deux formes d'énergie différentes au sein du même processus de production. Le cas le plus fréquent est la production d'électricité et de chaleur, la chaleur étant issue de la production électrique.

Coût actualisé de l'énergie (LCOE pour levelized cost of electricity)

Correspond au coût du système (investissement actualisé + coûts opérationnels) divisé par la production électrique (le nombre de kWh) qu'il produira sur toute sa durée de vie.

Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC)

La DGEC définit et met en œuvre la politique française relative à l'énergie, aux matières premières énergétiques ainsi qu'à la lutte contre le changement climatique et la pollution atmosphérique.

Digestat

Résidu solide ou liquide pâteux composé d'éléments organiques non dégradés et de minéraux issus du processus de méthanisation de matières organiques.

Digesteur

Désigne une cuve qui produit du biogaz grâce à un procédé de méthanisation des matières organiques.

Emplois directs

Emplois dans l'un des éléments de la chaîne de valeur de la filière photovoltaïque (fabrication, installation, maintenance...).

Emplois indirects

Emplois dans les activités de production de services ou produits nécessaires à la fabrication de produits directs. Ces activités de production ne sont pas spécifiques à une filière en particulier.

Entreprises locales de distribution (ELD)

Les ELD sont des entreprises créées par les collectivités locales pour exploiter les réseaux de distribution.

Guichet ouvert

Un développeur de projet passe par une procédure en guichet ouvert lorsqu'il peut déposer son projet pour analyse à n'importe quel moment, sans avoir à attendre un appel d'offres.

GWh

Abréviation de gigawattheure (giga = 10^9).

Haute chute et basse chute

Une centrale hydroélectrique de haute chute utilise une chute d'eau de plus de 50 mètres. Les centrales basse chute sont, elles, sous ce seuil.

Mix électrique

La composition par source d'électricité de la production électrique globale d'un territoire donné.

Module photovoltaïque

Assemblage de cellules photovoltaïques interconnectées, complètement protégé de l'environnement.

MWh

Abréviation de mégawattheure (méga = 10^6).
1 MWh = 0,086 tep sauf pour l'électricité géothermie (1 MWh = 0,86 tep).

Power purchase agreement (PPA)

ou vente directe d'électricité est un contrat de livraison d'électricité conclu à long terme entre deux parties, généralement un producteur et un acheteur d'électricité, sans passer par un fournisseur d'électricité.

Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE)

Il s'agit de l'outil de pilotage fixant les priorités d'action des pouvoirs publics dans le domaine de la transition énergétique, conformément aux engagements pris dans la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

Repowering

Le repowering correspond au démantèlement d'un parc éolien existant, afin de remplacer l'ensemble des anciennes éoliennes par des machines récentes. On conserve ainsi le site en développant une puissance plus importante.

Réseau électrique

Ensemble d'infrastructures permettant d'acheminer l'énergie électrique. Il est constitué de lignes électriques.

Retour énergétique

C'est le taux de rendement énergétique, c'est-à-dire le temps nécessaire à une installation EnR pour produire la quantité d'énergie qu'elle a consommée au cours de son cycle de vie.

Service de la donnée et des études statistiques (SDES)

Le SDES est rattaché au Commissariat général au développement durable (CGDD). Il assure, depuis le 10 juillet 2008, les fonctions de service statistique pour les domaines de l'environnement (ex-Ifen), de l'énergie (ex-Observatoire de l'énergie), de la construction, du logement et des transports (ex-SESP).

Schéma régional climat air énergie (SRCAE)

Copiloté par le préfet de région et le président du conseil régional, il est l'un des grands schémas régionaux créés par les lois Grenelle I et Grenelle II. Ce schéma doit intégrer dans un seul et même cadre divers documents de planification ayant un lien fort avec l'énergie et le climat, dont notamment le schéma éolien et le schéma de services collectifs de l'énergie.

Schéma régional d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires (Sraddet)

Le Sraddet est un schéma régional de planification qui fusionne plusieurs documents sectoriels ou schémas existants, soit le schéma régional d'aménagement et de développement durable du territoire (SRADDT), le plan régional de prévention et de gestion des déchets (PRPGD), le schéma régional de l'intermodalité (SRI), le schéma régional climat air énergie (SRCAE) et le schéma régional de cohérence écologique (SRCE).

Substrat

Type de déchets valorisés dans un processus de méthanisation pour la production de biogaz. Ceux-ci peuvent venir de l'agriculture (lisiers, fumiers), de l'industrie agro-alimentaire (résidus de distillation, marc, déchets de brasserie, graisse alimentaire), de stations de traitement des eaux (boues de Step), de déchets ménagers organiques, de déchets verts, etc.

Taux de rentabilité interne (TRI)

Mesure de la performance d'un investissement, exprimée en pourcentage. Un investissement est dit rentable lorsque le TRI est supérieur aux exigences de rentabilité des investisseurs.

Tonne d'équivalent pétrole (TEP)

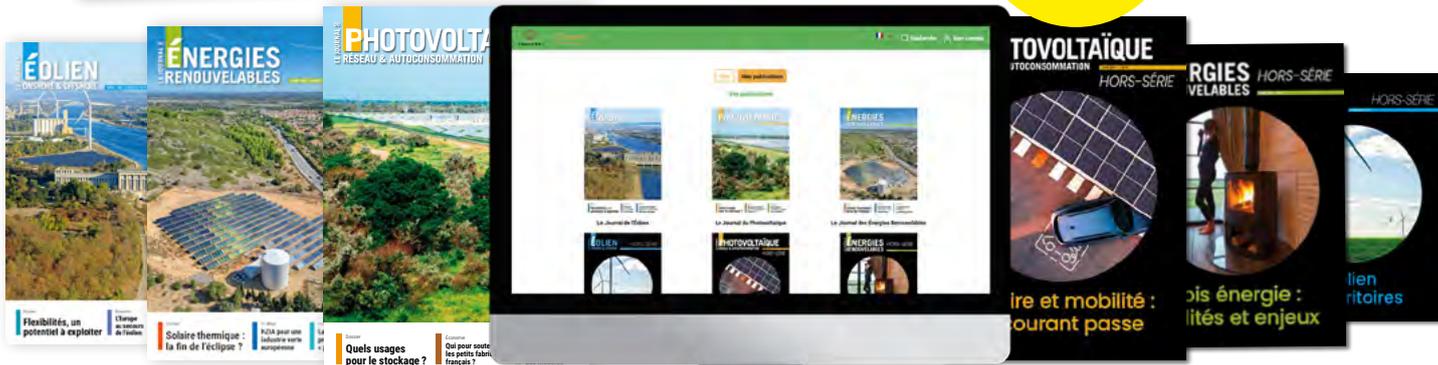
Elle est l'unité conventionnelle permettant de réaliser des bilans énergétiques multi-énergies avec comme référence l'équivalence en pétrole. Elle vaut, par définition, 41,868 gigajoules (GJ), ce qui correspond au pouvoir calorifique d'une tonne de pétrole.

ABONNEZ-VOUS!

WEB
(AVAILABLE IN ENGLISH)
+
PRINT



SCANNEZ-MOI



L'abonnement à nos magazines vous permet de ne rien manquer des évolutions des énergies renouvelables : débats, focus entreprises, dossiers thématiques, retours d'expérience, enquêtes...

Des informations précises et chiffrées, un traitement objectif et rigoureux.

Votre abonnement vous permet de bénéficier de **5 numéros** dont **1 hors-série** par an et par titre + L'actu des EnR, la **newsletter hebdomadaire** + L'accès au **kiosque en ligne** et aux **archives** du titre.

BON DE COMMANDE



Choisissez votre abonnement print + web

SOLO (1 magazine au choix)

FRANCE	<input type="checkbox"/> 1 an..... 99€	<input type="checkbox"/> 2 ans.... 179€
EUROPE*	<input type="checkbox"/> 1 an..... 109€	<input type="checkbox"/> 2 ans.... 199€
MONDE	<input type="checkbox"/> 1 an..... 119€	<input type="checkbox"/> 2 ans.... 219€

DUO (2 magazines au choix)

FRANCE	<input type="checkbox"/> 1 an..... 159€	<input type="checkbox"/> 2 ans.... 269€
EUROPE*	<input type="checkbox"/> 1 an..... 169€	<input type="checkbox"/> 2 ans.... 289€
MONDE	<input type="checkbox"/> 1 an..... 179€	<input type="checkbox"/> 2 ans.... 309€

TRIO (3 magazines)

FRANCE	<input type="checkbox"/> 1 an..... 199€	<input type="checkbox"/> 2 ans.... 349€
EUROPE*	<input type="checkbox"/> 1 an..... 209€	<input type="checkbox"/> 2 ans.... 369€
MONDE	<input type="checkbox"/> 1 an..... 219€	<input type="checkbox"/> 2 ans.... 389€

*Europe et Drom-Com

LE JOURNAL DES ÉNERGIES RENOUVELABLES

LE JOURNAL DU PHOTOVOLTAÏQUE

LE JOURNAL DE L'ÉOLIEN

Retrouvez nos derniers hors-séries**

Le Journal des énergies renouvelables

- La climatisation renouvelable (avril 2020) 25€
- La mobilité électrique renouvelable (avril 2021) 25€
- L'agriculture et les EnR (avril 2022) 25€
- La géothermie (avril 2023) 25€
- Bois-énergie (avril 2024) 25€

Le Journal du Photovoltaïque

- Le stockage et les réseaux (juillet 2020) ... 25€
- Kits photovoltaïques : le solaire à portée de main (juin 2021) 25€
- Recyclage et seconde vie (juin 2022) 25€
- L'agrivoltaïsme, une culture nouvelle (juillet 2023) 25€
- Solaire et mobilité (juin 2024) 25€

Le Journal de l'éolien

- Les rumeurs de l'éolien (juillet 2019) 25€
- La question du foncier (septembre 2020) ... 25€
- "L'intermittence", fin d'un mythe (septembre 2021) 25€
- Éolien et biodiversité (juillet 2022) 25€
- Éolien et territoires (octobre 2023) 25€
- Éolien en mer (octobre 2024) 25€

** Des frais de port s'appliquent pour tout achat à l'unité

<p>Nom : _____</p> <p>Prénom : _____</p> <p>Société : _____</p> <p>N° TVA intra. : _____</p> <p>Adresse : _____</p> <p>Code postal : _____</p> <p>Ville : _____</p> <p>Téléphone : _____</p> <p>Email : _____</p>	<p>Montant total : € + Frais de port * €</p> <p>France métropolitaine : 1,95 €, Europe/Dom-Com : 3,95 €, Monde : 5,95 € * Seulement pour toute commande de numéros</p> <p>Montant total de la commande : €</p> <p>Bon de commande à retourner à :</p> <p>OBSERVATOIRE DES ÉNERGIES RENOUVELABLES 146, rue de l'Université – 75007 Paris - France Tél : 01.44.18.00.80</p> <p style="text-align: center;"><input type="checkbox"/> Règlement par chèque bancaire à l'ordre d'Observ'ER OU <input type="checkbox"/> Règlement par virement bancaire ou mandat administratif</p> <p style="text-align: center;">À joindre au bon de commande lors de l'envoi</p> <p style="text-align: right;">Avec nom, prénom et raison sociale dans l'ordre de virement IBAN : FR76 4255 9100 0008 0047 5262 288 BIC : CCOPFRPPXXX</p>
--	---



Vous pouvez aussi commander nos anciens numéros et nos ouvrages en vous rendant sur : librairie-energies-renouvelables.org

LEXIQUE ET SOURCES

ORGANISMES

- Ademe (Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie)
- AFPG (Association française des professionnels de la géothermie)
- Amorce (Association nationale des collectivités, des associations et des entreprises pour la gestion des réseaux de chaleur, de l'énergie et des déchets)
- ATEE Club biogaz
- BPIfrance
- BRGM (Bureau de recherches géologiques et minières)
- CRE (Commission de régulation de l'énergie)
- DGEC (Direction générale de l'énergie et du climat)
- Le réseau des Dreal (directions régionales de l'environnement, de l'aménagement et du logement)
- Enedis
- EurObserv'ER
- Eurostat
- EDF (Électricité de France)
- EDF SEI (Électricité de France Système électrique insulaire)
- Enerplan Syndicat des professionnels de l'énergie solaire
- ÉS Géothermie (Électricité de Strasbourg géothermie)
- FNCCR (Fédération nationale des collectivités concédantes et régies)
- France énergies marines
- France hydroélectricité
- France territoire solaire
- France renouvelables

- Hespul
- Ministère de l'Économie et des Finances
- Ministère de la Transition écologique
- Observ'ER – *le Journal de l'éolien*
- Observ'ER – *le Journal du photovoltaïque*
- Observ'ER – *le Journal des énergies renouvelables*
- Observatoire des énergies de la mer
- Odré (Open data réseau énergie)
- Qualit'EnR
- RTE (Réseau transport électricité)
- SER (Syndicat des énergies renouvelables)
- SDES (Service de la donnée et des études statistiques)
- Solar Power Europe
- Wind Europe

SITES INTERNET

- www.ademe.fr
- www.afpg.asso.fr
- www.atee.fr
- www.brgm.fr
- www.cibe.fr
- www.cluster-maritime.fr
- www.cre.fr
- www.ecologie.gouv.fr
- www.economie.gouv.fr
- www.enedis.fr
- www.enerplan.asso.fr
- www.energiesdelamer.eu
- www.energies-renouvelables.org
- www.enr.fr
- www.euroserv-er.org

LISTE DES SOURCES UTILISÉES

Observ'ER

Le baromètre 2024
de l'électricité renouvelable
en France

LEXIQUE ET SOURCES

- www.france-energies-marines.org
- www.france-hydro-electricite.fr
- www.france-renouvelables.fr
- www.geothermie-perspectives.fr
- www.geothermies.fr
- www.geothermie-soultz.fr
- www.lechodusolaire.fr
- www.negawatt.org
- www.observatoire-energie-photovoltaïque.com
- www.rte-france.com
- www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr

PUBLICATIONS

Toutes filières

- « Chiffres clés de l'énergie. Édition 2024 », ministère de la Transition énergétique
- « Panorama de l'électricité renouvelable en 2023 », Agence ORE, Enedis, RTE, SER, 2024
- « Marchés et emplois concourant à la transition énergétique dans le secteur des énergies renouvelables et de récupération », Ademe, 2024
- « Chiffres clés des énergies renouvelables. Édition 2024 », ministère de la Transition énergétique

Biomasse et déchets

- « Tableau de bord trimestriel du biogaz », SDES, 2024
- « Déchets – Chiffres clés », Ademe, 2024

Éolien

- « Observatoire de l'éolien. Analyse du marché et des emplois éoliens en France en 2024 », FEE, Capgemini Invent, 2024
- « Tableaux de bord trimestriels de l'éolien », SDES, 2024

EMR

- « Les énergies de la mer. Des emplois essentiels à la transition énergétique française », Observatoire des énergies de la mer, 2024

Solaire

- « Observatoire de l'énergie photovoltaïque en France », France territoire solaire, 2024
- « Tableau de bord trimestriel du photovoltaïque », SDES, 2024

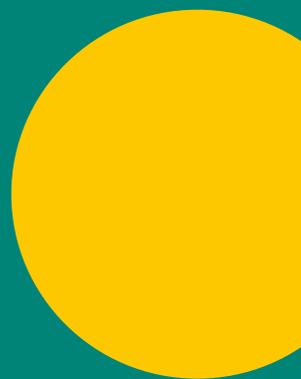


Observ'ER

20 ter, rue Massue
94300 Vincennes

Tél. : +33 (0)1 44 18 00 80

www.energies-renouvelables.org



*Un ouvrage réalisé
en partenariat avec
la FNCCR et l'Ademe.*

